



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS

TRABAJO FIN DE GRADO:

**ESTUDIO TERMODINÁMICO DEL TANQUE DE
ALMACENAMIENTO DE SALES EN UNA CENTRAL
TERMOSOLAR**

Autor: Rubén Durán Vicente

Titulación: Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Tutora: Carolina Marugán Cruz

Curso: 2013/2014



RESUMEN

El proyecto realizado se centra en el estudio del sistema de almacenamiento de energía en forma de calor por medio de dos tanques de sales solares fundidas, todo ello aplicado a una planta termosolar de receptor central. La central diseñada se ha ubicado en las Islas Canarias (España), concretamente se ha seleccionado como la ubicación idónea la Isla de Fuerteventura por tres motivos: gran cantidad de radiación solar directa, las características de su parque de generación de energía eléctrica y sus condiciones climatológicas. Todos los resultados han sido calculados para una central termosolar que implementa un ciclo termodinámico tipo Rankine con distintos valores de potencia eléctrica generada. Además, se estudia de qué forma afectan tanto a la producción de energía como a la cantidad de energía almacenada las distintas condiciones climatológicas. Entre el resto de resultados obtenidos, cabe destacar los relativos al dimensionado del sistema de almacenamiento y a las pérdidas de energía derivadas de los tanques. Asimismo, se incluye un estudio medioambiental que cuantifica la cantidad de emisiones de gases contaminantes reducidas.

Tras la realización del proyecto se concluye que incorporar un sistema de almacenamiento a una central termosolar mejora la operación de la central, puesto que permite acoplar la producción de energía a la demanda de los consumidores y eliminar la incertidumbre asociada a la energía procedente del Sol.

ABSTRACT

The present project is focused in the heat energy storage system study by means of two tanks of molten solar salts, all of this applied to a central receiver solar thermal power plant. The plant designed is located in Canary Islands (Spain), specifically Fuerteventura Island has been selected as the ideal location for three main reasons: large amount of direct solar radiation, its features for electricity generation and its weather conditions. The complete results have been calculated for a solar thermal power plant that implements a Rankine thermodynamic cycle with different values of electric power generated. Furthermore, the project investigates how the different weather conditions affect in the energy production and as well to the amount of stored energy. Together with the rest of results, those related with the dimensioning of the storage system and the energy losses arising from the tanks are highly remarkable. In addition, the project includes an environmental study quantifying the amount of emissions of polluting gases have been reduced.

The main conclusion after the project completion is that a storage system addition to a solar thermal power plant improves the whole plant operation, since it allows the adaptation of energy production to consumer demand and it avoids the uncertainty from Sun energy.



ÍNDICE

RESUMEN	2
1. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	9
1.1 OBJETIVOS	9
1.2 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO	10
2. SISTEMA ELÉCTRICO	12
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	13
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE ESPAÑA	14
2.2.1 GENERACIÓN	16
2.2.2 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	19
2.2.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE LAS ISLAS CANARIAS	20
3. CENTRALES TÉRMICAS	23
3.1 CICLO RANKINE	25
3.2 CICLO BRAYTON	27
3.3 CICLO COMBINADO	30
4. ENERGÍA SOLAR	32
4.1 EL SOL	36
4.2 RADIACIÓN SOLAR	38
4.3 USOS DE LA ENERGÍA SOLAR	42
5. CENTRALES TERMOSOLARES	43
5.1 CENTRALES TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL	48
5.2 TIPOS DE RECEPTORES	52
5.3 PROYECTOS EXISTENTES	54
5.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	57
6. CASOS A ESTUDIAR	59
7. UBICACIÓN	60



7.1 RADIACIÓN SOLAR	61
7.2 DEMANDA ELÉCTRICA DE FUERTEVENTURA	62
7.3 ESTRUCTURA DE GENERACIÓN	64
8. CICLO RANKINE	65
9. FLUIDO CALOPORTADOR DE LA CENTRAL	68
10. RESULTADOS	71
10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA Y HORAS DE FUNCIONAMIENTO	72
10.2 TAMAÑO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	81
10.3 CONDICIONES CAMBIANTES DE OPERACIÓN	83
10.4 ENERGÍA TOTAL GENERADA	88
10.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	89
11. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL	90
12. ESTUDIO ECONÓMICO	93
13. CONCLUSIONES	97
14. BIBLIOGRAFÍA	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo de energía final a nivel mundial año 2011	13
Figura 2 – Organización del sistema eléctrico de España	15
Figura 3 – Líneas de transporte en España	20
Figura 4 – Centrales en Islas Canarias	22
Figura 5 – Sistemas eléctrico Islas Canarias	23
Figura 6 – Ciclo de Carnot	24
Figura 7 – Ciclo Rankine simple	25
Figura 8 – Ciclo Brayton no regenerativo	28
Figura 9 – Ciclo Brayton regenerativo	29
Figura 10 – Ciclo combinado aire-agua	31
Figura 11 – Radiación solar a nivel mundial	34
Figura 12 – Efecto invernadero	35
Figura 13 – Ángulo acimutal solar	38
Figura 14 – Espectro electromagnético de la radiación solar	39
Figura 15 – Componentes de la radiación solar	40
Figura 16 – Mapa de la radiación global en España	41
Figura 17 – Concentrador cilindro-parabólico	44
Figura 18 – Lentes de Fresnel	45
Figura 19 – Disco parabólico con motor Stirling	46
Figura 20 – Torre de central termosolar	48
Figura 21 – Campo de heliostatos norte	49
Figura 22 – Campo de heliostatos circular	50
Figura 23 – Comparativa de receptor de radiación solar	52
Figura 24 – Esquema de la central PS10	54
Figura 25 – Esquema de la central Gemasolar	56
Figura 26 – Comparativa de radiación	61
Figura 27 – Demanda eléctrica enero	62
Figura 28 – Demanda eléctrica abril	62
Figura 29 – Demanda eléctrica julio	63
Figura 30 – Demanda eléctrica octubre	63



Figura 31 – Demanda eléctrica mensual	64
Figura 32 – Esquema del ciclo de potencia	67
Figura 33 – Densidad frente a temperatura	69
Figura 34 – Calor específico frente a temperatura	69
Figura 35 – Conductividad térmica frente a temperatura	70
Figura 36 – Viscosidad frente a temperatura	70
Figura 37 – Caso 1 con tres días soleados	73
Figura 38 – Caso 2 con tres días soleados	75
Figura 39 – Caso 3 con tres días soleados	76
Figura 40 – Caso 4 con tres días soleados	78
Figura 41 – Caso 5 con tres días soleados	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Potencia instalada en España	17
Tabla 2 – Generación de energía en España	18
Tabla 3 – Balance anual de electricidad Islas Canarias	20
Tabla 4 – Potencia eléctrica Islas Canarias	21
Tabla 5 – Zonas climáticas de la radiación solar global en España	42
Tabla 6 – Características central PS10	55
Tabla 7 – Características central PS20	55
Tabla 8 – Características central Gemasolar	57
Tabla 9 – Central térmica Las Salinas	60
Tabla 10 – Casos a estudiar	60
Tabla 11 – Principales características del ciclo Rankine empleado	66
Tabla 12 – Gastos máxicos en el ciclo de potencia	68
Tabla 13 – Radiación directa	71
Tabla 14 – Soleado los tres días	80
Tabla 15 – Energía eléctrica generada	80
Tabla 16 – Tamaño del tanque frío	82
Tabla 17 – Tamaño del tanque caliente	82
Tabla 18 – Condiciones y meteorología	83
Tabla 19 – Soleado-Nublado-Soleado	84
Tabla 20 – Nublado los 3 días	85
Tabla 21 – Paso de nubes-Soleado-Soleado	86
Tabla 22 – Soleado-Paso de nubes-Soleado	87
Tabla 23 – Nublado-Soleado-Soleado	87
Tabla 24 – Energía total generada	88
Tabla 25 – Pérdidas de energía y tiempo sin solidificar	90
Tabla 26 – Especificaciones Fuelóleo Nº1 BIA	91
Tabla 27 – Emisiones Fuelóleo Nº1 BIA	91
Tabla 28 – Emisiones eliminadas caso 1	92
Tabla 29 – Emisiones eliminadas caso 2	92
Tabla 30 – Emisiones eliminadas caso 3	92



Tabla 31 – Emisiones eliminadas caso 4	92
Tabla 32 – Emisiones eliminadas caso 5	93
Tabla 33 – Coste tanques de almacenamiento	94
Tabla 34 – Coste obra civil	94
Tabla 35 – Coste sales solares	95
Tabla 36 – Coste intercambiador de calor	95
Tabla 37 – Coste total del sistema de almacenamiento	95
Tabla 38 – Energía generada con almacenamiento	96
Tabla 39 – Energía térmica ahorrada	96
Tabla 40 – Ahorro de combustible	97
Tabla 41 – Periodo de amortización del sistema de almacenamiento	97

1. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El sistema actual de generación de energía no se puede prolongar indefinidamente en el tiempo debido al agotamiento de los recursos empleados y a motivos medioambientales. A partir de estos problemas, nace la necesidad de apostar de forma firme por las energías renovables. En los próximos años, de todas las energías renovables la que mayor potencial de crecimiento e implantación presenta es la energía solar. Por ello, la realización de este trabajo sitúa el foco de atención sobre las centrales termosolares de receptor central, en especial, sobre aquellas que operan con sales solares fundidas e incorporan un sistema de almacenamiento de dos tanques.

La incorporación de un sistema de almacenamiento, a cualquier fuente de energía de origen renovable, resulta fundamental para el desarrollo de estas energías, ya que la implantación en los diferentes sistemas eléctricos presenta dificultades debido a la variabilidad horaria y la incertidumbre derivada de recursos como son la radiación solar, el viento o las mareas. Con el sistema de almacenamiento diseñado en este proyecto se logra conocer de antemano la cantidad de energía que se va a poder generar y, además, aumenta la capacidad de generación de forma significativa.

1.1 OBJETIVOS

El objeto de estudio de este proyecto se centra en el sistema de almacenamiento de una planta termosolar de receptor central tipo torre ubicada en las Islas Canarias. El análisis de la capacidad de almacenamiento, en función de parámetros como la demanda de electricidad, la potencia requerida por el sistema eléctrico y la radiación solar, es un concepto clave para el desarrollo y maduración de esta tecnología.

La realización del proyecto ha requerido efectuar una serie de hipótesis que se enumeran a continuación:

- En una central termosolar, la energía eléctrica máxima suministrada a la red eléctrica se ve limitada por la cantidad de radiación solar directa captada.
- El ciclo de potencia diseñado para la central siempre funcionará a plena carga, no siendo posible el funcionamiento a cargas parciales.
- La energía solar recibida en una central termosolar se puede almacenar en forma de calor.
- En una planta termosolar, se puede producir energía eléctrica sin la presencia de radiación solar, siempre y cuando se cuente con el sistema de almacenamiento adecuado.



- Gracias al sistema de almacenamiento, las centrales termosolares son capaces de funcionar las 24 horas del día bajo condiciones óptimas de operación.
- El sistema de almacenamiento de dos tanques a altas temperaturas, se puede aislar térmicamente de tal forma que resulten adiabáticos.

Una vez comentadas las hipótesis que han sido requeridas, se procede a explicar el objetivo principal de este proyecto:

- Calcular la energía que se puede almacenar según las variables meteorológicas a lo largo de un periodo de tiempo. Este cálculo permitirá conocer las horas de funcionamiento, de una central termosolar tipo torre ubicada en la Isla de Fuerteventura (Islas Canarias), a lo largo de un día bajo condiciones diversas de operación.

Conjuntamente con el objetivo principal, se han fijado como objetivos específicos o secundarios los siguientes:

- Analizar la idoneidad de ubicar una instalación solar en las Islas Canarias y, más concretamente, en la Isla de Fuerteventura.
- Evaluar de qué forma afecta al funcionamiento de la central los distintos valores de potencia eléctrica generada.
- Analizar y dimensionar correctamente el sistema de almacenamiento necesario para una central termosolar de receptor central.
- Cuantificar las pérdidas de energía derivadas del sistema de almacenamiento seleccionado.
- Valorar los beneficios a nivel medioambiental de la incorporación de un sistema de almacenamiento a este tipo de tecnología.

1.2 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO

La metodología empleada, en la ejecución del proyecto, ha requerido un proceso que se puede dividir en varias etapas. A continuación, se exponen las etapas enumeradas en orden cronológico:

1. Comprensión del problema planteado en su totalidad.
2. Recopilación y búsqueda de la información necesaria para evaluar posibles soluciones. En esta fase, se ha hecho uso de bibliografía técnica, apuntes propios, recursos electrónicos, enlaces web, etc.



3. Uno de los puntos fundamentales consistió en establecer tanto los objetivos como las hipótesis que se requieren tener en cuenta a lo largo del trabajo elaborado.
4. Realización de análisis y estudios sobre componentes fundamentales del proyecto.
5. Elaboración de los cálculos relativos al sistema de almacenamiento de una central termosolar con tecnología tipo torre.
6. Finalmente, la última fase ha consistido en la preparación de una memoria que recoja el desarrollo íntegro del proyecto y aglutine todos los conocimientos extraídos del mismo.

En lo relativo a la estructura, la memoria se puede dividir en tres grandes bloques. El primero de ellos, se centra en la teoría necesaria para que el lector se haga una idea tanto de la tecnología implantada como del grado de desarrollo actual de la misma. Asimismo, la información expuesta en estos apartados servirá de ayuda en la comprensión de todo el proyecto. El siguiente bloque corresponde a todos los estudios y análisis realizados, la ejecución de esta parte del proyecto ha permitido obtener resultados sobre el problema planteado. Por último, el lector encontrará las conclusiones extraídas de la realización del proyecto. Conjuntamente, se podrá comprobar en este apartado si se alcanzan los objetivos fijados previamente a la elaboración del proyecto.

Los resultados y las distintas justificaciones relacionadas con la ejecución del proyecto se desarrollan en los siguientes apartados mediante estudios y cálculos matemáticos realizados con distintos software, entre ellos cabe destacar: Matlab, Cyclepad, Microsoft Excel, etc.

La central termosolar diseñada para este proyecto consiste en una tecnología tipo torre que utiliza como fluido sales solares. Además, se incluye un sistema térmico de almacenamiento de energía mediante dos tanques uno caliente (565°C) y otro frío (290°C). Se ha seleccionado este conjunto de central y sistema de almacenamiento porque es el más implantado a nivel de explotación comercial. La central se ubicará en las Islas Canarias en concreto en la Isla de Fuerteventura. Esta ubicación ha sido seleccionada debido a la fuerte dependencia que sufre actualmente de los combustibles fósiles y por la gran cantidad de radiación solar incidente.

En primer lugar, se estudiará la ubicación elegida para la central termosolar basándose en algunas de las características requeridas para conseguir que sea viable. Con ello, se pretende conseguir una justificación para la idoneidad de la isla de Fuerteventura. Los estudios efectuados analizan: la radiación solar, la demanda eléctrica y la estructura de generación presente en la isla.

Una vez analizada la ubicación, se procederá a explicar el ciclo de potencia empleado para mover el generador eléctrico. Las simulaciones del ciclo de potencia se han realizado con el software Cyclepad y se han dado distintos valores de potencia generada para, posteriormente, analizar parámetros como la cantidad de horas de funcionamiento, la energía generada, etc.



En tercer lugar, se procederá al análisis de las sales solares denominadas comercialmente *Solar Salt*. El estudio elaborado contará con regresiones lineales que relacionen variables de interés como la densidad, el calor específico, la viscosidad y la conductividad térmica con la temperatura.

El trabajo continuará con una recopilación de los resultados alcanzados gracias a la simulación del funcionamiento de los sistemas que componen la central. Con el fin de realizar un estudio más completo, estos resultados incluirán distintos casos desde el punto de vista de la potencia generada y la radiación incidente según la meteorología. En relación con esto último, se procederá a calcular tanto el tamaño del sistema de almacenamiento necesario para el correcto funcionamiento como las pérdidas de energía estimadas en dicho sistema a lo largo de una hora. Todos estos cálculos se han llevado a cabo con la ayuda del software matemático Matlab.

Para culminar los estudios ejecutados durante la realización del proyecto, se incorporarán tanto un estudio medioambiental como un estudio económico. El estudio medioambiental hará foco en el ahorro de emisiones contaminantes inducidas por la puesta en funcionamiento de una central termosolar. Por otra parte, el estudio económico se centrará en los costes derivados del sistema de almacenamiento de dicha central.

2. SISTEMA ELÉCTRICO

Se denomina sistema de energía eléctrica al sistema industrial formado por todas las instalaciones necesarias para realizar la generación, transporte y distribución de energía eléctrica en un determinado territorio. Entre otros, los equipos e instalaciones que conforman este sistema son: centrales eléctricas, líneas de transporte y distribución, aparataje eléctrico, estaciones, subestaciones y centros de transformación, etc.

La utilidad de la energía eléctrica ha aumentado de forma significativa durante el último siglo, esto hace que marque la vida cotidiana de la sociedad. La electricidad se utiliza en ámbitos tan variados como son la iluminación, climatización, medios de transporte, procesos térmicos y su uso es casi indispensable en actividades comerciales, en las telecomunicaciones o en el ámbito doméstico. En relación con las distintas formas de emplear la energía eléctrica, hay que mencionar que utilizarla en forma de calor en procesos térmicos es poco recomendable, ya que tan solo se ha logrado alcanzar un rendimiento próximo al 40%. En cambio, la conversión de la electricidad en energía mecánica tiene altos rendimientos y ha provocado que sustituya a casi todas las demás fuentes de energía en esta función. Gracias a estas cualidades, el uso de la energía eléctrica ha crecido en los últimos tiempos, llegándose a colocar como una de las formas de energía final más utilizadas a nivel mundial.

En la siguiente figura, se muestra la importancia de la electricidad en el consumo de energía final a lo largo del año 2011:

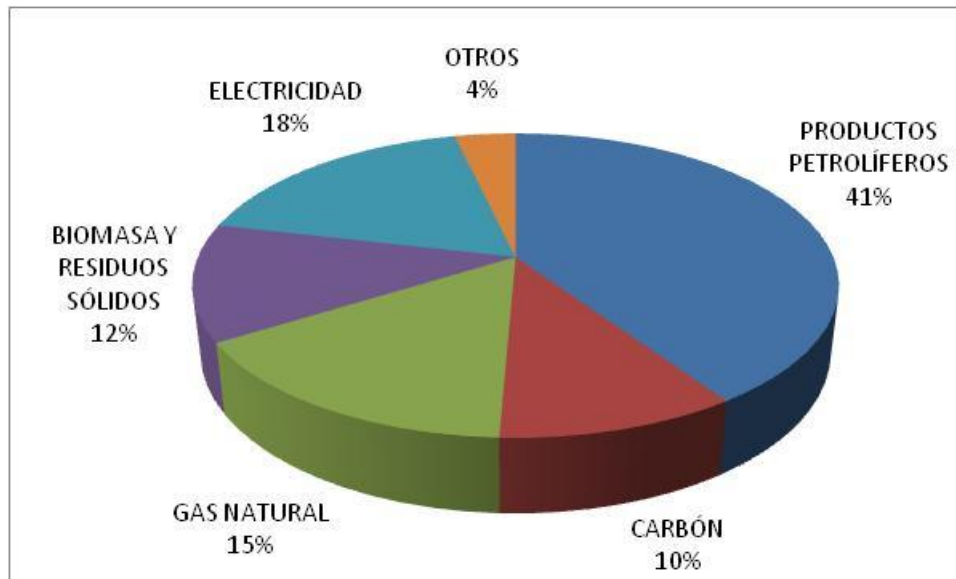


Figura 1: Consumo de energía final a nivel mundial año 2011. Figura de elaboración propia, datos [3]

Como se puede ver en la figura, el 18% de toda la energía final que se consume en el mundo es energía eléctrica. Además, cabe destacar la importancia de los combustibles fósiles como la forma de energía final más empleada a nivel mundial, ya sea en forma de derivados del petróleo, carbón o gas natural suman el 66%. A nivel mundial, el consumo de energía final se cifró para el año 2011 en 8919 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

El auge experimentado como forma de energía hace que la electricidad sea un agente económico importante en la sociedad actual. A través de la cantidad de energía eléctrica que se utiliza, se puede medir parámetros como el nivel de industrialización de un país o el crecimiento del PIB, ya que un aumento de la actividad económica implica necesariamente un aumento del consumo de energía eléctrica. Conjuntamente, un aspecto a destacar dentro de ámbito económico son los costes de generación. La importancia radica en que unos costes muy altos repercuten negativamente en la competitividad en un determinado territorio, siendo de esta forma un factor que lastra toda la actividad económica.

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El conjunto del sistema eléctrico está diseñado para cumplir con el objetivo de dar cobertura a la demanda requerida por los usuarios sin interrupciones en el servicio. Con el fin de cumplir esta premisa, el sistema eléctrico debe ser lo suficientemente fiable como para garantizar el consumo de energía en cualquier momento.

Asimismo, el sistema debe contar con la flexibilidad suficiente para responder de una forma rápida y eficaz a las alteraciones producidas tanto en la demanda como en la generación de electricidad; este objetivo se logra gracias a la utilización de un amplio conjunto de centrales con características muy variadas. Desde el punto de vista económico, se persigue que todo el sistema eléctrico produzca la energía con el mínimo coste.

Lograr que el sistema eléctrico sea fiable y no sufra continuas interrupciones del servicio, presenta una gran dificultad basada en el hecho de que la electricidad no es una forma de energía almacenable en grandes cantidades, por lo que se debe consumir en el mismo instante en el que se genera. Esto hace que las previsiones realizadas por el operador del sistema sean fundamentales para garantizar un buen servicio; las predicciones se basan en factores como los hábitos de consumo del territorio al que se da servicio, la climatología, eventos sociales o la probabilidad de averías en los diferentes componentes (grupos de generación, líneas de transmisión, estaciones transformadoras de tensión, etc.).

Del mismo modo, el sistema eléctrico debe contar con una potencia instalada superior a la potencia máxima anual requerida por los usuarios de la red, este factor se denomina reserva de potencia. Es necesario sobredimensionar la potencia instalada por dos motivos: el consumo de electricidad se realiza de forma aleatoria por el conjunto de los consumidores conectados a la red y la disponibilidad de las distintas centrales eléctricas no es la misma en cada instante.

El valor de la reserva de potencia se calcula en función de los siguientes parámetros:

- El nivel de fiabilidad que se desea alcanzar.
- El nivel de consumo y potencia generada en cada instante.
- La probabilidad de avería de cada uno de los equipos que componen el sistema.
- La función de distribución de los tiempos de avería y reparación.
- El plan de revisiones programadas de los diferentes equipos.

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE ESPAÑA

El sistema eléctrico español se compone de subsistemas diferenciados según el territorio al que abastecen de energía eléctrica, con ello, se puede diferenciar entre el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares (Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla).

En todo el territorio nacional, el único operador y transportista del sistema eléctrico es Red Eléctrica de España. Según afirma en su web corporativa, la principal función de la empresa es asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español y garantizar en todo momento la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico. El esfuerzo de la compañía se dirige hacia la supervisión y coordinación del sistema de generación y transporte de electricidad; conjuntamente gestionan el desarrollo de la red de transporte. Estos objetivos siempre se cumplen atendiendo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. Además, cuentan con un firme compromiso con el desarrollo sostenible y la integración de las energías renovables.

A continuación, se incluye una figura que muestra de forma esquemática como funciona en conjunto el sistema eléctrico y el mercado eléctrico español:

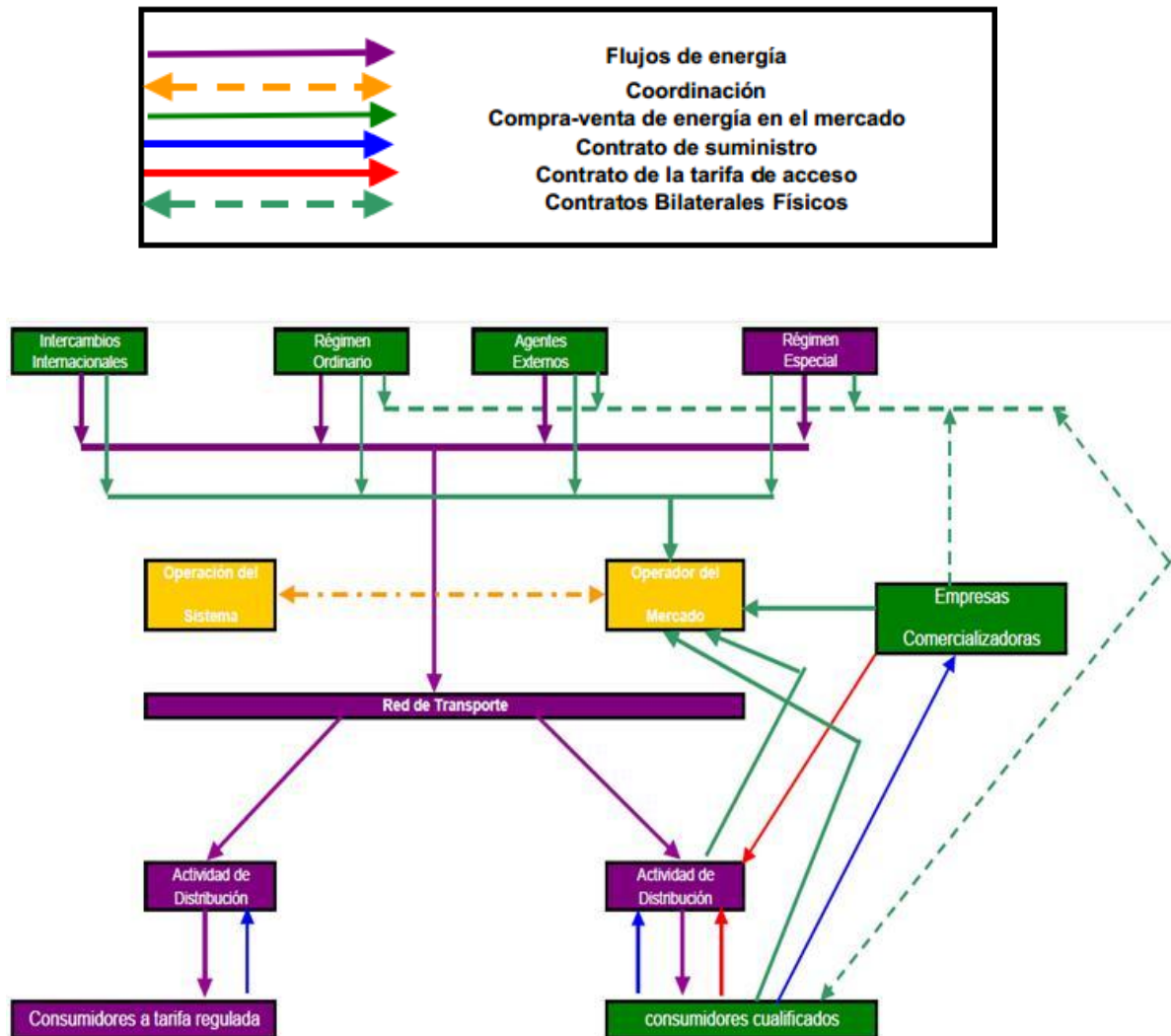


Figura 2: Organización del sistema eléctrico de España [8]

Una vez expuesto esto, se aportan datos significativos sobre el sistema eléctrico español recabados a lo largo del año 2013:

- La demanda de energía eléctrica se cifró en 261.023 gigavatios-hora; esta cifra supone un descenso del 2.3% en el consumo de electricidad respecto a la consumida el año anterior. El descenso en la demanda se debe a la actual situación de crisis que atraviesa el país.
- La máxima potencia eléctrica requerida por los usuarios de la red tuvo lugar el 27 de febrero, la cantidad total ascendió a 40.277 megavatios. En cambio, el día que se registro el máximo consumo de energía diaria fue el 23 de enero con 808 gigavatios-hora. Con estos datos, se puede afirmar que el mayor requerimiento de energía, en la totalidad del territorio español, se produce durante los meses de invierno.

- Las conexiones internacionales que tiene el sistema eléctrico español con los países más próximos dieron un saldo positivo (exportador), ya que se exportaron 14.944 gigavatios-hora y se importaron 8.209 gigavatios-hora.
- Las principales empresas del mercado eléctrico español son: Endesa, Iberdrola, Gas Natural-Fenosa, E.on España y EDP. Entre todas ellas generan el 70% de la electricidad y comercializan hasta el 86% de toda la energía eléctrica vendida en España.

2.2.1 GENERACIÓN

La generación de electricidad se lleva a cabo en centrales eléctricas, cuyo único objetivo es convertir las distintas formas de energía primaria en energía eléctrica. La electricidad generada debe poseer las características necesarias para poder ser suministrada al conjunto de la red.

Desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, las centrales se pueden clasificar según la función que desempeñan:

- Centrales de base son aquellas que proporcionan energía de forma continua al sistema porque proporcionan energía barata, por ejemplo, las centrales nucleares.
- Centrales de punta están preparadas para cubrir las puntas de demanda de los usuarios, en estos caso se emplean las centrales hidráulicas o los ciclos combinados.
- Centrales de reserva se emplean para sustituir a las centrales que funcionan de forma continua en caso de avería o parada de estas, por ejemplo, centrales térmicas.
- Centrales de acumulación o de bombeo son centrales hidráulicas que aprovechan el exceso de energía generada para bombear agua, con ello se convierte la electricidad en energía potencial que se aprovechará más tarde.

Desde el punto de vista del tipo de energía primaria que utilizan, el parque de generación está compuesto por muchos tipos de centrales, puesto que para garantizar la flexibilidad en la operación del sistema eléctrico es necesario contar con modos de operación y características diversas. Las centrales eléctricas más importantes que podemos encontrar en el sistema eléctrico español son:

- Régimen ordinario: hidráulicas, térmicas convencionales, ciclo combinado y nucleares.
- Régimen especial: eólicas, térmicas de residuos, solares fotovoltaicas y solares térmicas.

Según Red Eléctrica de España, se considera régimen especial tanto a las instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 megavatios y que generen a partir de actividades no asociadas directamente a la generación de electricidad, como a las centrales con una potencia instalada igual o inferior a 25 megavatios, siempre y cuando utilicen una fuente de energía primaria renovable no consumible (viento, sol, etc.), cualquier tipo de biocarburante, biomasa o residuos sólidos; en ambos casos se exige alto rendimiento energético. Dentro del régimen ordinario, se encuentran todas las demás centrales que no cumplen las características del régimen especial.

En la siguiente tabla, se muestra el desglose de la potencia eléctrica instalada por tipo de central a 31 de diciembre de 2013:

	SISTEMA PENINSULAR	SISTEMAS NO PENINSULARES	TOTAL ESPAÑA
TIPO DE CENTRAL	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)
Hidráulica	17785	1	17786
Nuclear	7866	0	7866
Carbón	11131	510	11641
Fuel/gas	520	2979	3499
Ciclo combinado	25353	1854	27207
Total régimen ordinario	62655	5343	67998
Hidráulica	2102	0,5	2102,5
Eólica	22854	157	23011
Solar fotovoltaica	4422	243	4665
Solar termoeléctrica	2300	0	2300
Térmica renovable	975	5	980
Térmica no renovable	7089	121	7210
Total régimen especial	39741	527	40268
TOTAL	102395	5870	108265

Tabla 1: Potencia instalada en España. Tabla de elaboración propia, datos [5]

A la vista de los datos, el sistema eléctrico español tiene instalado más del doble de la potencia máxima requerida por los usuarios de la red. Este hecho viene provocado por la necesidad de reserva de potencia explicada anteriormente y por la gran variabilidad en la capacidad de generación que presenta el régimen especial, ya que supone un 37.2% del total de la potencia eléctrica instalada.

En el régimen ordinario, destaca la fuerte inversión que se ha llevado a cabo en los últimos años en las centrales de ciclo combinado. En la actualidad, estas instalaciones suponen el 25% de la potencia instalada. La fuerte inversión realizada en este tipo de centrales se fundamenta en dos motivos, son centrales que tienen rendimientos más altos que las centrales térmicas convencionales y son capaces de suministrar electricidad de una forma rápida cuando sus servicios son requeridos por el sistema.

Igualmente cabe destacar en el régimen ordinario la importancia de las grandes instalaciones hidráulicas con un porcentaje del 16.4% de la potencia instalada. Este tipo de centrales fueron pioneras en la generación de electricidad dentro del sistema eléctrico español, puesto que existen desde mediados del siglo XX. España es un país que cuenta con numerosos recursos fluviales en ríos como el Tajo, Duero o Miño.

En relación con el régimen especial, la energía eólica es el tipo de central eléctrica más implantada, llegando a suponer el 22% de la potencia total a nivel nacional y más del 50% de la

potencia instalada en el régimen especial. El funcionamiento de estas instalaciones se basa en la conversión de la energía cinética del viento en electricidad a través de aerogeneradores. Las razones del fuerte impulso que ha alcanzado esta tecnología son las características propicias encontradas en grandes extensiones de terreno en el centro y sur peninsular y la fuerte inversión realizada por las grandes empresas del sector.

En los últimos años, el régimen especial ha visto aumentada su potencia gracias a la aparición de un gran número de instalaciones solares tanto fotovoltaicas como termoeléctricas. El número de centrales que aprovechan la radiación solar, a través del efecto fotoeléctrico o en forma de calor, se ha incrementado en el sistema eléctrico español amparado tanto en las buenas retribuciones económicas de las que disfrutaban en la última década, como en las condiciones climatológicas favorables para este tipo de tecnología.

Por tipo de central eléctrica el balance de energía eléctrica para el año 2013 resultó:

	SISTEMA PENINSULAR	SISTEMA NO PENINSULAR	TOTAL ESPAÑA
TIPO DE CENTRAL	CONSUMO (GWh)	CONSUMO (GWh)	CONSUMO (GWh)
Hidráulica	33970	0	33970
Nuclear	56827	-	56827
Carbón	39807	2591	42398
Fuel/gas	0	7002	7002
Ciclo combinado	25091	3581	28672
Consumo de las centrales	-6270	-784	-7054
Total régimen ordinario	149425	12390	161815
Hidráulica	7099	3	7102
Eólica	54338	370	54708
Solar fotovoltaica	7915	409	8324
Solar termoeléctrica	4442	-	4442
Térmica renovable	5064	9	5073
Térmica no renovable	31989	260	32249
Total régimen especial	110846	1050	111898
Generación neta	260271	13440	273713

Tabla 2: Generación de energía en España. Tabla de elaboración propia, datos [5]

Como se puede observar en la tabla anterior, el régimen especial aporta una parte muy importante de la energía generada a nivel peninsular llegando a suponer el 42.6% y casi el 41% en el cómputo nacional. Estos datos muestran el impulso que están teniendo las energías denominadas renovables en España, especial atención merece la energía eólica (20% del total nacional) y la solar térmica y fotovoltaica (4.7% del total nacional).

En el año 2013, es necesario resaltar la gran cantidad de energía consumida proceden de centrales con técnicas que evitan la generación de CO₂ como son la hidráulica, nuclear, eólica y solar. Entre todas ellas sumaron el 60.4% de la electricidad consumida en todo el país.



Tal y como muestran los datos recogidos en la tabla, la energía nuclear es la tecnología que más energía eléctrica suministra a la red, a pesar de no ser la que cuenta con mayor potencia instalada. Esto se debe a razones tecnológicas, las centrales nucleares deben funcionar de forma continua exceptuando las paradas por mantenimiento o avería, y a razones económicas, la energía nuclear por fisión de átomos de uranio es una forma de conseguir energía barata con lo que ayuda a que el coste de producción disminuya.

2.2.2 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Con el fin de distribuir la electricidad generada por las centrales, es necesario contar con unas líneas de transporte y distribución que garanticen el consumo a largas distancias y la fiabilidad del suministro. Habitualmente, las centrales eléctricas se localizan lejos de los núcleos urbanos o los núcleos industriales con gran demanda de energía, por ejemplo, el sistema eléctrico español ha situado las centrales lejos de Madrid siendo este, uno de los principales puntos de consumo.

El sistema eléctrico español forma una red mallada de miles de kilómetros que permite la interconexión de los usuarios a las distintas centrales de generación de energía por distintos caminos. Esta disposición se emplea para disminuir el riesgo de falta de suministro por avería en el transporte o distribución de electricidad.

Para recorrer estas distancias tan grandes sin sufrir pérdidas elevadas de energía eléctrica, es indispensable aumentar la tensión mediante transformadores, en España las líneas de transporte funcionan a 132, 220 y 380 kilovoltios según se recoge en el Reglamento de líneas Aéreas de Alta Tensión. Según el informe realizado por Red Eléctrica en el año 2013, el sistema eléctrico español cuenta con 42.140 kilómetros de líneas de transporte en todo el territorio nacional. No obstante, hay que mencionar que tanto la distribución como el consumo de energía eléctrica cerca de núcleos urbanos o industriales se realizan con valores de tensión más bajos.

Para que el lector se haga una idea de la dificultad que entraña la operación de un sistema industrial tan grande y de las dimensiones del conjunto de la red, se muestra un mapa de las principales líneas de transporte de electricidad del sistema eléctrico español:

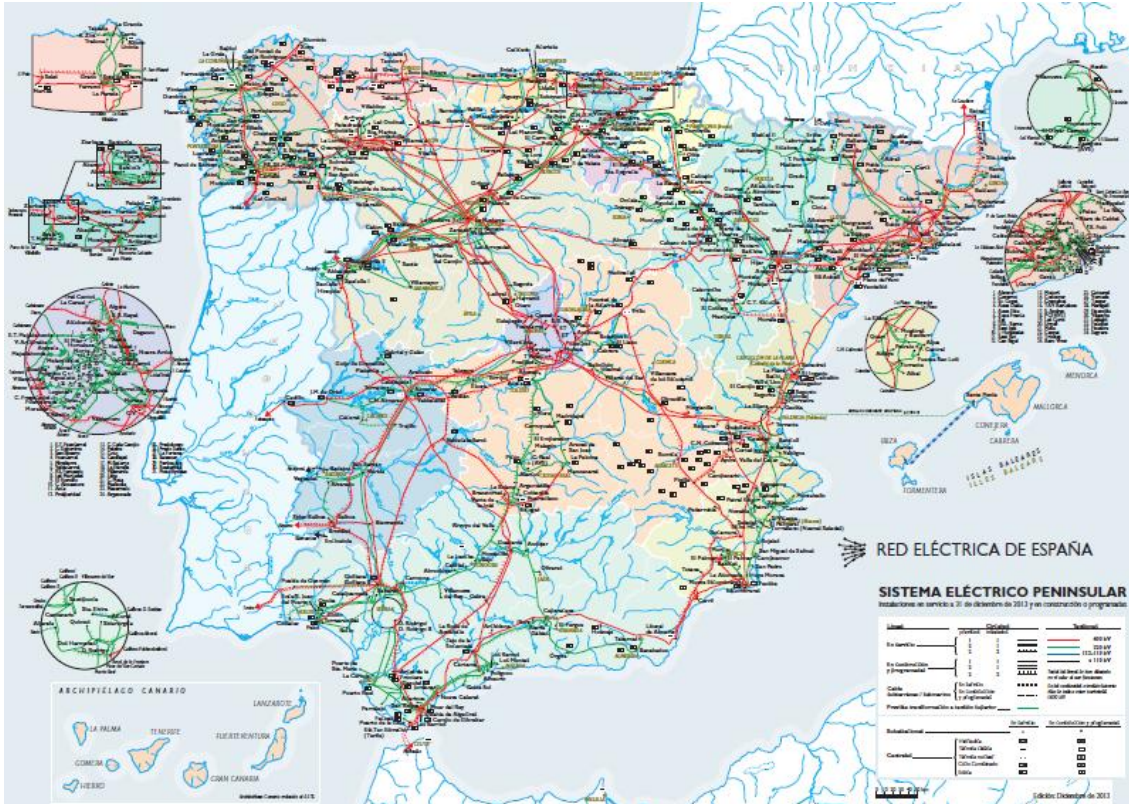


Figura 3: Líneas de transporte en España [9]

2.2.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE LAS ISLAS CANARIAS

Una vez caracterizado el sistema eléctrico español, se procede a exponer las características del sistema eléctrico de las Islas Canarias, puesto que cuenta con grandes diferencias al tratarse de un sistema aislado.

En primer lugar, debido a la menor cantidad de usuarios de la red se percibe un descenso en la demanda de electricidad. A continuación, se muestra el balance anual de energía eléctrica consumida:

	ISLAS CANARIAS
TIPOS DE CENTRAL	CONSUMO (GWh)
Régimen ordinario	8401
Consumo de generación	-438
Régimen especial	662
Generación neta	8625

Tabla 3: Balance anual de electricidad Islas Canarias. Tabla de elaboración propia, datos [5]

A parte de lo mencionado anteriormente, cabe destacar la menor presencia de energías renovables en el conjunto de toda la electricidad consumida por las distintas islas del archipiélago. Toda la energía eléctrica generada con centrales acogidas al Régimen especial tan

solo supone el 7.7%, valor muy por debajo de lo medido en el conjunto de todo el sistema español.

Para continuar demostrando las desigualdades entre ambos sistemas, se debe comparar la potencia eléctrica instalada necesaria para abastecer el archipiélago y los tipos de centrales con los que cuenta. La siguiente tabla recoge la potencia instalada en el conjunto de todas las islas a fecha 31 de diciembre de 2013:

ISLAS CANARIAS	
TIPO DE CENTRAL	POTENCIA (MW)
Hidráulica	1
Nuclear	-
Carbón	-
Motores diésel	566
Turbina de gas	639
Turbina de vapor	713
Ciclo Combinado	920
Generación de emergencia	-
Total régimen ordinario	2839
Hidráulica	0,5
Eólica	153
Solar fotovoltaica	165
Solar termoeléctrica	-
Térmica renovable	3
Térmica no renovable	33
Total régimen especial	355
TOTAL	3194

Tabla 4: Potencia eléctrica instalada Islas Canarias. Tabla de elaboración propia, datos [5]

Uno de los aspectos a distinguir en el sistema eléctrico de Canarias respecto al peninsular es la estructura de generación, la mayoría de la potencia eléctrica instalada en las Islas Canarias son centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado. Además, destaca la presencia de la generación de energía con motores diesel; este tipo de centrales no existen en la península exceptuando en grupos de generación empleados en situaciones de emergencia. Apoyarse casi en exclusiva en este tipo de centrales térmicas provoca desaprovechamiento de los recursos naturales autóctonos y una gran dependencia del suministro de combustibles fósiles; esto último es poco recomendable por las continuas subidas de precios, emisiones de gases contaminantes, etc.

Otro de los aspectos que diferencian ambos sistemas consiste en la falta de recursos fluviales lo que imposibilita la instalación de grandes centrales hidráulicas. Conjuntamente, otro tipo de central que tampoco se encuentran dentro del sistema canario son las instalaciones nucleares.

En relación con el régimen especial, queda añadir que las dos formas de energía primaria más aprovechadas en las Islas Canarias son el viento y la radiación solar. Gracias a la ubicación del

archipiélago, las condiciones meteorológicas del terreno hacen que la energía solar se posicione como una opción a tener en cuenta dentro de las Islas Canarias.

A continuación, se muestra un mapa de la situación de las principales centrales de generación de electricidad. En dicho mapa, las centrales de ciclo combinado se representan con un triángulo de color verde y las centrales que funcionan con fuel y gas se simbolizan con un pentágono de color azul; la generación de energía eléctrica mediante energía solar y energía eólica figura en número, pero no se sitúa en ningún enclave concreto debido a su gran dispersión:

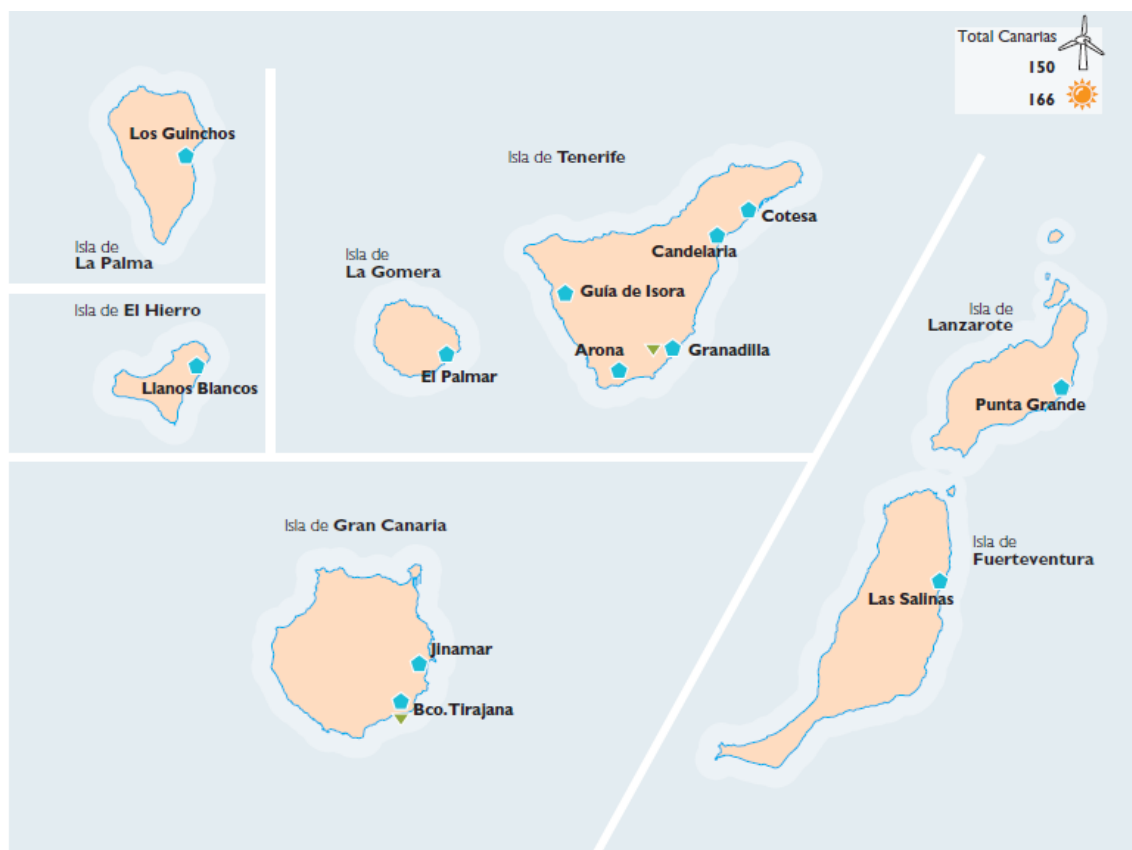


Figura 4: Centrales en Islas Canarias [10]

Otra de las grandes diferencias que presenta el sistema eléctrico canario respecto del sistema eléctrico peninsular es el tamaño; el sistema eléctrico canario está compuesto por seis subsistemas de pequeño tamaño. Debido a las dificultades tecnológicas que implica conectar el resto de islas, tan solo existe interconexión entre las islas de Fuerteventura y Lanzarote, lo que provoca que el resto de redes sean aisladas, es decir, su generación y su consumo de electricidad deben equipararse dentro de cada subsistema. Este hecho hace que la operación de la red se dificulte y el precio de la electricidad se encarezca.

Para culminar este apartado, se muestra en la siguiente figura cómo en la mayoría de los casos los subsistemas no están formados por una red mallada sino por un conjunto de líneas radiales. Por ello, las Islas Canarias cuentan con un sistema eléctrico menos fiable ante los imprevistos que por ejemplo el formado por todo el sistema eléctrico peninsular. El conjunto

de todos los componentes que presenta el sistema eléctrico canario en cada una de las islas son:

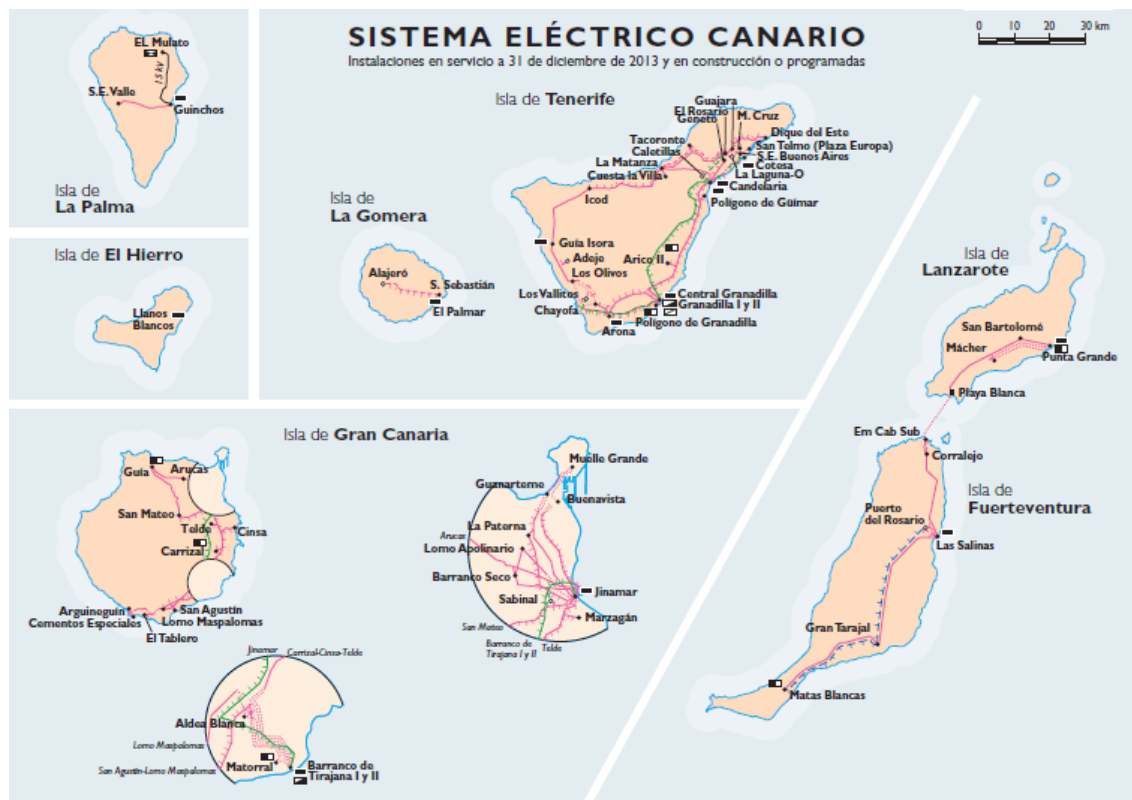


Figura 5: Sistema eléctrico Islas Canarias [9]

3. CENTRALES TÉRMICAS

La generación de energía eléctrica mediante centrales térmicas implica la transformación de energía calorífica en energía mecánica de rotación. En todas las centrales de este tipo es necesaria la implantación de un ciclo termodinámico, el proceso de transformación se consigue al hacer pasar un fluido con unas determinadas condiciones de presión y temperatura por una turbomáquina denominada turbina. En el interior de la turbina consecuencia de la expansión del fluido de trabajo dentro se produce un movimiento de rotación. Finalmente, se genera la electricidad al acoplar un generador eléctrico en el eje mecánico sobre el que gira la turbina.

Antiguamente, las centrales térmicas solo funcionaban con el aporte de calor producido en la combustión de carbón o derivados del petróleo. Aunque este tipo de centrales se siguen utilizando y se denominan centrales térmicas convencionales; en la actualidad, no es imprescindible hacer uso de los combustibles fósiles, puesto que se puede recurrir a otros tipos de fuentes de energía. Las alternativas más importantes se encuentran en la energía nuclear, la combustión de biomasa o la radiación solar, todas ellas son capaces de realizar el aporte de energía necesario para alcanzar las condiciones requeridas por el fluido de trabajo.

Sea cual sea la fuente de energía empleada en las centrales térmicas, la producción de electricidad se lleva a cabo gracias a distintos tipos de ciclos termodinámicos; los más empleados para la generación de energía eléctrica son el ciclo Rankine, el ciclo Brayton y el ciclo combinado. Todos ellos presentan un denominador común en otro ciclo termodinámico más sencillo llamado ciclo de Carnot.

El ciclo de Carnot es ideal, es por este motivo por el cual no presenta irreversibilidades en ninguno de los procesos. Para la compresión de este ciclo es preciso imaginar una máquina térmica trabajando entre dos focos isotermos que intercambian calor mientras se produce trabajo, uno de ellos se denomina foco caliente (temperatura más alta) y el otro foco frío (temperatura más baja). El funcionamiento de este tipo de ciclos consta de las siguientes etapas:

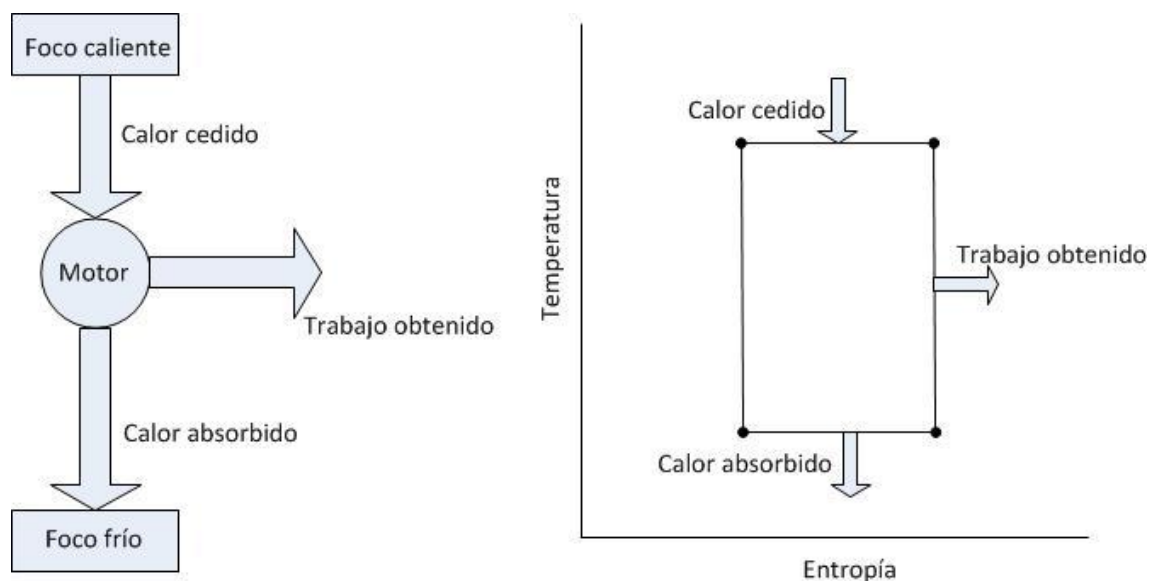


Figura 6: Ciclo de Carnot. Elaboración propia

- Una compresión adiabática y reversible en la que se aumenta la temperatura desde el foco frío al foco caliente.
- Otra etapa en la que el foco caliente aporta energía en forma de calor a temperatura constante (proceso isoterma).
- Para obtener una cierta cantidad de trabajo, se realiza una expansión adiabática y reversible.
- Con el fin de realizar un ciclo cerrado, el foco frío absorbe calor a temperatura constante (proceso isoterma).

Por último destacar que el rendimiento de una máquina de Carnot solo depende de la relación de temperaturas a la cual está trabajando dicha máquina. Asimismo, el ciclo de Carnot

presenta el mayor de todos los rendimientos que se puedan alcanzar con un ciclo termodinámico bajo las mismas condiciones de trabajo.

3.1 CICLO RANKINE

El primero de los ciclos termodinámicos que se va a exponer en profundidad es el ciclo Rankine, las centrales térmicas que utilizan este sistema termodinámico se denominan turbinas de vapor o centrales térmicas de vapor. En estas centrales se puede emplear como fluido de trabajo tanto agua previamente tratada como otros fluidos menos comunes (mercurio o fluidos orgánicos). Los tratamientos realizados en el agua persiguen la eliminación de fangos, materia orgánica, gases disueltos, sólidos en suspensión y sales minerales disueltas que producen daños en forma de incrustaciones (costra calcárea), ensuciamiento, erosión y corrosión. No obstante, el empleo de agua es el más extendido debido a su gran disponibilidad, bajo precio y buenas condiciones térmicas.

Una vez introducidos estos aspectos, se procede a mostrar en la misma figura el diagrama temperatura-entropía, para el caso en el que se emplea agua como fluido de trabajo, y un esquema con los equipos térmicos e hidráulicos más importantes empleados en el ciclo Rankine simple:

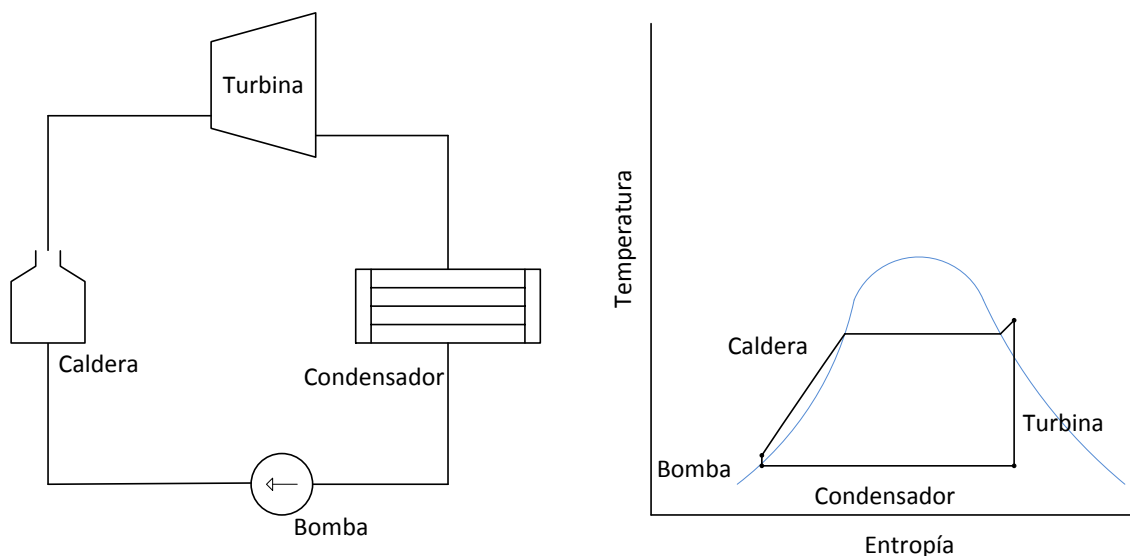


Figura 7: Ciclo Rankine simple. Elaboración propia

Tal y como se puede observar en la figura anterior, el ciclo Rankine simple consta de los siguientes procesos térmicos:

- El ciclo comienza al hacer pasar el fluido de trabajo por los equipos de bombeo. Las bombas sirven para elevar la presión hasta valores máximos de 200 bar, estos valores pueden ser menores dependiendo de los equipos empleados, los materiales o la temperatura máxima que se quiera alcanzar. Normalmente, se utiliza parte de la

energía generada en la turbina para abastecer las bombas dado que el trabajo requerido para elevar la presión de fluidos en estado líquido no es muy grande.

- La siguiente etapa del ciclo se centra en la absorción de calor para aumentar la temperatura y realizar el proceso de cambio de fase. Para ello, en los ciclos convencionales se quema un combustible en una caldera, sin embargo, se puede obtener este calor a través de intercambiadores de calor con energía procedente de otros procesos como la energía nuclear, la energía solar termoeléctrica, energía geotérmica, etc.
- A la salida de la caldera, se instala la turbina encargada de realizar la expansión del vapor de agua. A través de la expansión del vapor se logra producir energía, ya que la disminución de la presión desde el valor máximo hasta aproximadamente 0.1 bar provoca el movimiento de los álabes.
- La última etapa se utiliza para cerrar el ciclo, es necesario enfriar el fluido de trabajo para conseguir que cambie de fase y vuelva a estar en estado líquido para ser bombeado de nuevo. El equipo que realiza esta función es un condensador que funciona aproximadamente a 40°C; esta máquina térmica puede emplear aire, agua o ambos para realizar el cambio de fase dependiendo de las circunstancias del entorno de la central.

Conjuntamente con las etapas expuestas anteriormente, se procede a incorporar la expresión que determina el rendimiento de un ciclo Rankine:

$$\eta_{Rankine} = \frac{W_{turbina} - W_{bomba}}{Q_{absorbido}}$$

Al evaluar el ciclo Rankine simple con la expresión anterior se obtienen valores de rendimiento cercanos al 35%, este valor no es admisible porque pone de manifiesto el poco aprovechamiento de la alta temperatura alcanzada a la salida de la caldera. Además este ciclo presenta un problema mayor en las etapas intermedias de la turbina, la alta cantidad de humedad hace que se generan gotas que impactan contra los álabes provocándoles daños irreversibles; para evitar este problema es recomendable no bajar del 90% el título de vapor de agua durante el proceso de expansión.

Con el fin de hacer que el ciclo Rankine sea útil para la generación de energía, se expone una lista de modificaciones y mejoras que se pueden aplicar al ciclo termodinámico. Con ellas se busca aumentar el rendimiento o mejorar las condiciones de trabajo:

- Disminuir la presión en el condensador hace que la turbina trabaje con una relación de presiones mayor, por lo que se extrae más trabajo en cada ciclo. Este efecto será beneficioso siempre y cuando el título de vapor no disminuya del 90%, tal y como se comentó anteriormente. En la actualidad, las presiones mínimas que se alcanza en el

condensador se encuentra en el intervalo de 0.03 bar hasta 0.14 bar en función de la temperatura a la que se realiza el proceso de cambio de fase.

- Al igual que la anterior, aumentar la presión máxima de trabajo en la caldera provoca una mejora en la relación de presiones en la turbina, pero hace bajar el título de vapor. Esta solución viene limitada por la calidad de los materiales empleados, las cualidades de los propios equipos y por el título de vapor al final de la expansión.
- Emplear vapor sobrecalentado aumenta la temperatura máxima del fluido de trabajo hasta 540°C y la eficiencia del conjunto del ciclo hasta 43%. A pesar de que la caldera requiere mayor cantidad de energía, el ciclo aprovecha mejor la energía contenida en el fluido a la entrada de la turbina. Al mismo tiempo, con esta solución se evita que al finalizar el proceso de expansión el título de vapor sea demasiado bajo.
- Añadir un recalentamiento cuando el proceso de expansión llega a valores de presión intermedios, es decir, volver a mandar el fluido de trabajo a la caldera para alcanzar de nuevo la temperatura máxima mejora el rendimiento en un 1.3%. Esta modificación conlleva un aumento en la entropía de las últimas etapas de turbina, lo que ayuda a disminuir la cantidad de gotas que provocan erosiones y corrosión en los álabes. Esta solución solo se aplica en centrales con grandes potencias o con largos periodos de amortización dada las dificultades técnicas que implica.
- Utilizar el precalentamiento regenerativo del agua de alimentación hace que la carga en la caldera disminuya, ya que el agua llega a la caldera a mayor temperatura, y aumenta el rendimiento en casi un 2%. El calor empleado para realizar esta mejora, procede de sangrados o extracciones de fluidos realizadas a distintas presiones a lo largo de la turbina y se lleva a cabo en intercambiadores de calor. En este caso, la modificación se puede aplicar a cualquier central independientemente de la potencia generada; siendo el número de sangrados empleados (de 4 a 9) un compromiso entre la dificultad técnica y la mejora del rendimiento.
- Otras modificaciones en las que se entrará en detalle son: emplear ciclos binarios como pueden ser los ciclos combinados, hacer uso de presiones supercríticas, disminuir la temperatura del agua en el condensador, etc.

Por último, para que el lector se haga una idea de la importancia de incorporar estas modificaciones y mejoras de manera correcta, el rendimiento aumentaría hasta un 11% respecto del ciclo Rankine simple llegando a valores próximos al 49%.

3.2 CICLO BRAYTON

El siguiente de los ciclos termodinámicos, que se va a analizar en este trabajo, es el ciclo Brayton. Las centrales térmicas que hacen uso de esta tecnología se denominan turbinas de

gas. Tal y como indica su propio nombre, el fluido de trabajo en este caso es un compuesto gaseoso, de forma habitual se emplea aire tratado convenientemente procedente de la atmósfera. El tratamiento es muy importante, puesto que de lo contrario las impurezas, sólidos en suspensión o partículas no deseadas llegarían directamente hasta la turbina deteriorándola.

Al igual que se hiciera con el ciclo Rankine comentado anteriormente, en la siguiente figura se muestra el diagrama temperatura-entropía del ciclo Brayton no regenerativo junto con un esquema de los equipos térmicos e hidráulicos más importantes empleados en el mismo:

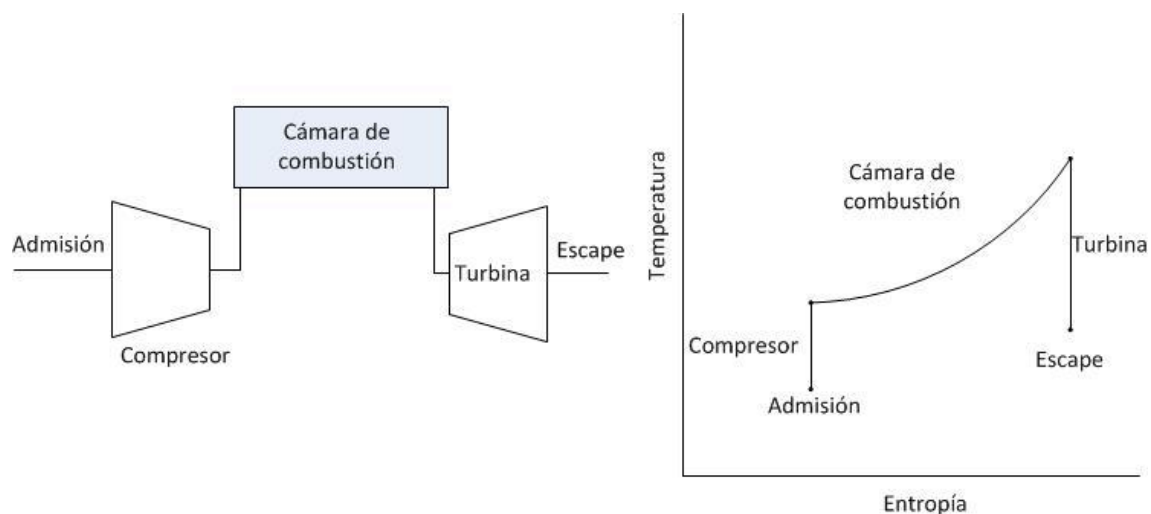


Figura 8: Ciclo Brayton no regenerativo. Elaboración propia

Como se observa en la figura anterior, el ciclo Brayton no regenerativo consta únicamente de tres etapas porque la admisión y el escape se hacen directamente desde la atmósfera sin necesidad de refrigerar el fluido de trabajo. A continuación, se explican el resto de etapas presentes en este tipo de ciclo:

- Tras realizar la admisión de aire atmosférico, se hace pasar el fluido por un compresor que aumenta la presión según la potencia generada, las etapas de compresión instaladas o el tipo de ciclo. Al contrario de lo que pasa con la turbina de vapor, el trabajo consumido en aumentar la presión es significativo dado que la compresión de gases es mucho más compleja; esta energía consumida en la compresión del fluido llega a suponer hasta valores del orden del 60% de la energía generada durante el proceso de expansión.
- Una vez el gas ha sido comprimido, se aumenta la temperatura haciéndolo pasar por una cámara de combustión. Al ser la turbina de gas un motor de combustión interna, la tecnología empleada en la cámara de combustión es importante para evitar que la carbonilla y las cenizas procedentes de la combustión lleguen hasta los álabes de la turbina y los dañen. Cabe mencionar que gracias a la tecnología actual, la temperatura puede alcanzar valores del orden de 650°C y se encuentra limitada por consideraciones tanto térmicas como mecánicas de los materiales.

- La última etapa comprende el proceso de expansión del gas en el interior de la turbina, momento en el cual se genera la potencia instalada gracias al movimiento de rotación provocado por el cambio en la temperatura, la presión y la velocidad del flujo. Esta etapa también comprende el escape de los gases procedentes de la combustión.

Una posible modificación del ciclo Brayton no regenerativo consiste en ahorrar combustible al aprovechar el calor residual procedente de los gases de escape, con este calor se calientan los gases de entrada a la cámara de combustión. La solución expuesta tan solo requiere incorporar un intercambiador de calor que conecte ambas corrientes tal y como se muestra en la siguiente figura:

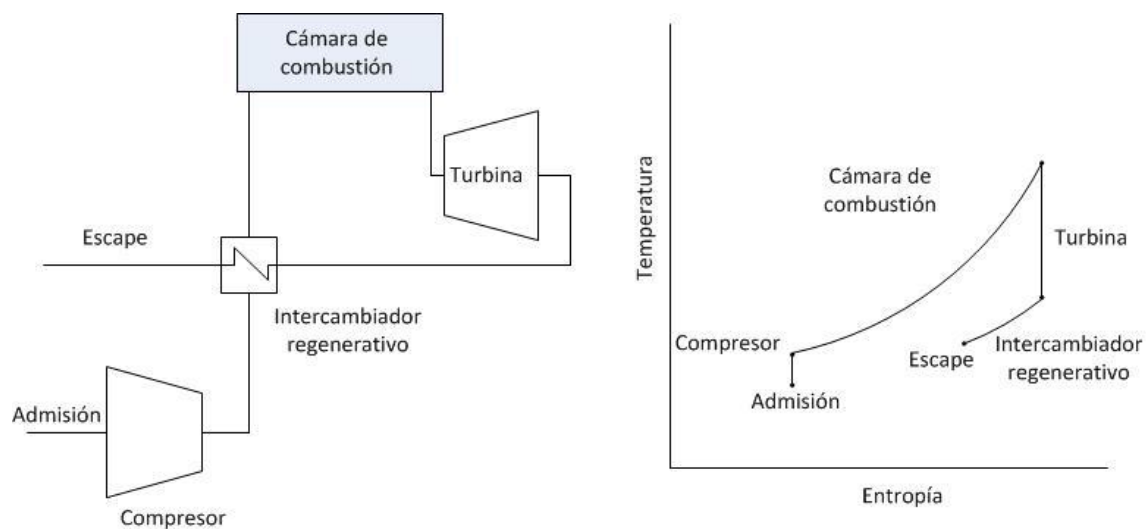


Figura 9: Ciclo Brayton regenerativo. Elaboración propia

A pesar de que todo lo expuesto hasta el momento sobre el ciclo Brayton ha sido sobre ciclos abiertos, es decir, la admisión y el escape se realizan directamente desde la atmósfera, también existe tecnología de turbina de gas con ciclos cerrados. En este caso, se debe incluir un intercambiador de calor que devuelva al gas las condiciones iniciales de temperatura para volver a ser comprimido por el compresor. Los ciclos cerrados son capaces de aumentar mucho más la presión con la consiguiente disminución del volumen del fluido, por lo que se reduce el tamaño de la instalación para una misma potencia.

Una vez comentado los aspectos más teóricos del funcionamiento del ciclo Brayton, se procede a mostrar la expresión que determina el rendimiento de este tipo de ciclos termodinámicos:

$$\eta_{Brayton} = \frac{W_{turbina} - W_{compresor}}{masa_{comb} \cdot PCI}$$

Los valores del rendimiento de una turbina de gas oscilan entre el 25% y el 34% como valor máximo dependiendo de factores como la potencia instalada, las etapas en la que se lleva a



cabo el aumento de la presión, la presión máxima admisible, la incorporación de enfriadores en la admisión, la bajada de temperatura en los gases de escape o los sistemas regenerativos instalados para aprovechar el calor residual.

Para culminar este apartado, se explican las ventajas e inconvenientes que presenta la instalación de turbinas de gas como centrales generadoras de energía. La principal de todas ellas se basa en la flexibilidad que presentan estas centrales, ya que pueden usarse como centrales de punta o de reserva, cuando la potencia es inferior a 10 megavatios, o como centrales de base si existe escasez de agua y las redes de distribución de combustible adecuadas. Del mismo modo destacan por su sencillez mecánica frente a las turbinas de vapor. En contra de esta tecnología, se encuentran los bajos rendimiento globales, el funcionamiento a carga parcial o los altos costes de operación y mantenimiento. Las líneas futuras de investigación sobre esta tecnología, se centran en la necesidad de mejorar tanto el proceso de compresión de los gases como la selección de materiales que permitan aumentar la temperatura de combustión.

3.3 CICLO COMBINADO

Las centrales de ciclo combinado aplican las dos tecnologías expuestas en los apartados anteriores, es decir, producen energía simultáneamente a través de una turbina de gas y una turbina de vapor acopladas térmicamente. Con este tipo de centrales se pretende trabajar en un rango más amplio de temperaturas, por un lado el ciclo Brayton trabaja con mayor eficiencia a altas temperaturas mientras que el ciclo Rankine opera a temperaturas intermedias o bajas de una forma más eficiente. El desarrollo de esta tecnología viene propiciado por la investigación realizada en el campo de las turbinas de gas. Las mejoras alcanzadas han sido fundamentales en la implantación de esta tecnología debido a que aproximadamente el 66% de la potencia procede del ciclo Brayton.

El funcionamiento de una central de ciclo combinado se basa en alimentar la turbina de gas con la energía calorífica liberada en la combustión de un combustible y, posteriormente, aprovechar el calor residual de los gases escape para alimentar la turbina de vapor. El aprovechamiento del calor residual se lleva a cabo en un equipo térmico denominado caldera recuperadora de calor, este equipo es comúnmente designado con las siglas HRSG (Heat Recovery Steam Generator). Para que el lector se haga una idea aproximada, la caldera recuperadora no es un dispositivo muy diferente a un intercambiador de calor que aprovecha la alta temperatura de los gases de escape para calentar el agua del ciclo Rankine. A continuación, se adjunta un esquema sencillo de los principales componentes de una central de ciclo combinado:

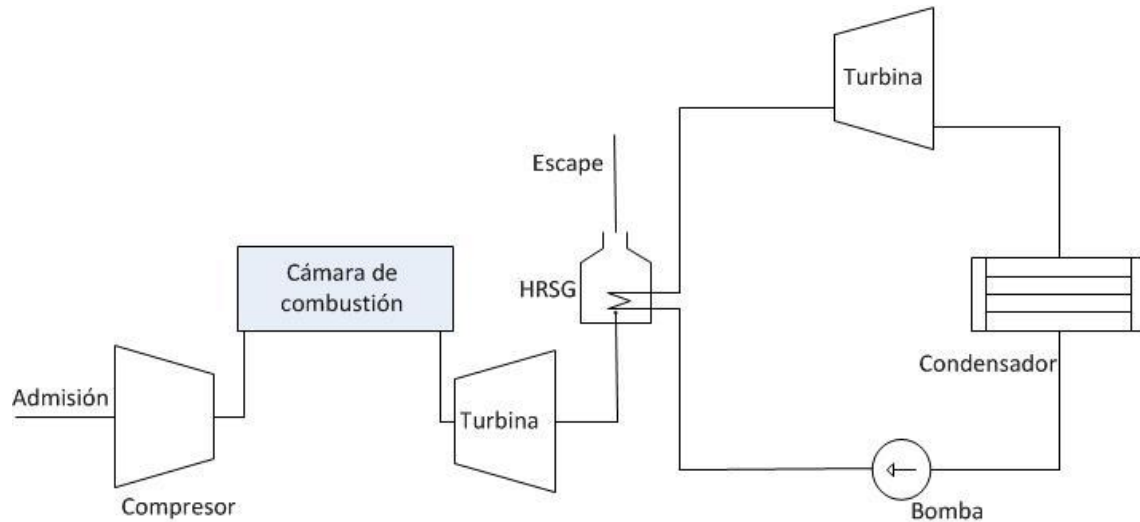


Figura 10: Ciclo combinado aire-agua. Elaboración propia

Tal y como se muestra en la figura anterior, la turbina de gas es un ciclo de Brayton abierto al que se le incorpora la caldera recuperadora. Aunque la configuración que aparece en la figura es tecnológicamente aplicable, es común encontrar en una central varias turbinas de gas que alimentan a un mismo ciclo de vapor (la cantidad de calor intercambiado aumenta de forma considerable).

En cuanto a la turbina de vapor, el funcionamiento es el mismo que en un ciclo Rankine convencional con alguna salvedad en las mejoras que se pueden implementar; estas diferencias serán comentadas más adelante. Asimismo aclarar que las condiciones de operación son mucho menos exigentes que en una central convencional, lo cual permite simplificar el diseño de los equipos y utilizar materiales más económicos.

En relación con lo anterior, las condiciones de operación tanto en la turbina de gas como en la turbina de vapor se optimizan para que el conjunto del ciclo combinado pueda funcionar con mejores rendimientos, mayor flexibilidad y mayores potencias, por ejemplo, hay que fijarse en que la temperatura a la salida del ciclo Brayton sea lo suficientemente elevada para calentar el flujo de agua que circula por el otro ciclo. El éxito de este tipo de centrales se fundamenta en el hecho de que la unión de ambos ciclos produce rendimientos globales más altos siempre y cuando estén bien diseñados. Teniendo todos estos aspectos en cuenta, el proceso de cálculo que permite hallar la expresión del rendimiento global del ciclo resulta:

$$\eta_{combinado} = \frac{W_{netoBrayton} + W_{netoRankine}}{Q_{absorbido}} = \eta_{brayton} + \frac{W_{netoRankine}}{Q_{absorbido}}$$

$$\eta_{combinado} = \eta_{brayton} + \frac{W_{netoRankine} \cdot Q_{rankine}}{Q_{rankine} \cdot Q_{brayton}}$$

$$\eta_{combinado} = \eta_{brayton} + \eta_{rankine} \cdot \eta_{HRSG} \cdot \frac{Q_{HRSG}}{Q_{rankine}}$$

$$\eta_{combinado} = \eta_{brayton} + \eta_{rankine} \cdot \eta_{HRSG} \cdot \frac{(Q_{brayton} - W_{brayton})}{Q_{brayton}}$$

$$\eta_{combinado} = \eta_{brayton} + \eta_{rankine} \cdot \eta_{HRSG} \cdot (1 - \eta_{brayton})$$

Al analizar la expresión del rendimiento global del ciclo combinado, se puede afirmar que no solo depende de la eficiencia de cada uno de los ciclos termodinámicos que lo componen (Brayton y Rankine), sino que también es importante la eficiencia con la que se intercambia calor en la caldera recuperadora que une ambos ciclos térmicamente. Algunas mejoras que producirían un aumento en la eficiencia son el aumento de la diferencia de temperatura máxima y mínima en los fluidos que recorren la central, la mejora de los equipos térmicos con el fin de reducir las pérdidas de energía, la disminución de la diferencia de temperatura entre ambos ciclos, el empleo de presiones supercríticas en la turbina de vapor, etc.

Dada la gran importancia que presentan las calderas recuperadoras de calor en los ciclos combinados, se aporta información de forma resumida sobre este dispositivo. Los dos grandes grupos en los que se clasifican son:

- Las calderas sin postcombustión son aquellas que únicamente intercambian el calor por fenómenos de convección entre los gases de escape y el agua. Son el tipo de HRSG más empleado en los ciclos combinados.
- Las calderas recuperadoras con postcombustión permiten no solo intercambiar calor por convección sino que cuentan con un proceso de combustión adicional gracias al oxígeno presente en los gases de escape. Este proceso de postcombustión se incluye con dos fines, dotar de mayor rapidez de respuesta a la central o para alcanzar condiciones que permitan procesos de cogeneración. Por último señalar que al ser necesario un aporte de combustible y de energía calorífica el rendimiento global de la central disminuye.

Con el objetivo de concluir la exposición realizada sobre ciclos combinados, se hace referencia a las características diferenciadoras presentes en ambos ciclos termodinámicos por el hecho de constituir una central productora de energía de forma conjunta. Las principales diferencias se localizan en el ciclo Rankine, por ejemplo, la complejidad de incluir un recalentamiento solo se justifica por motivos económicos y la existencia de sangrados o extracciones en la turbina afecta negativamente al rendimiento global de la central, ya que tiene efectos nocivos sobre el proceso de intercambio de calor realizado en la caldera recuperadora.

4. ENERGÍA SOLAR

Una vez analizados los principales grupos térmicos empleados en la generación de energía eléctrica, el estudio se centra en los recursos energéticos empleados para conseguir hacerlos funcionar. En la actualidad, uno de los problemas más graves a nivel mundial consiste en la escasez de fuentes de energía empleadas por el ser humano durante los últimos cien años. Por



ello, parece necesaria la aparición de nuevos recursos energéticos que puedan competir tecnológicamente con los utilizados de forma convencional. En relación con esta creciente preocupación, se ha elaborado una clasificación que engloba las fuentes de energía en dos grandes grupos:

- El primer gran grupo está compuesto por las fuentes de energía no renovables, también se conoce con el nombre de fuentes de energía convencionales porque su uso es el más implantado en la sociedad. Tal y como su propio nombre indica, son aquellas que se encuentran en la naturaleza en una cantidad determinada y su explotación provoca que, a largo plazo, se agoten las reservas mundiales. Comúnmente, dentro de esta denominación se engloba tanto los combustibles fósiles como la energía nuclear.
- El otro grupo lo componen las fuentes de energía de origen renovable. En contrapartida con las anteriores, el aprovechamiento de esta energía no provoca el agotamiento de los recursos, ya que se reponen al mismo tiempo que se consumen. En la actualidad se consideran fuentes de energía renovables la energía solar, la energía eólica, la minihidráulica, la energía mareomotriz, la energía de la biomasa y la energía geotérmica. Aunque se cree que en el futuro todas ellas pueden ser aprovechadas, a día de hoy algunas de ellas aún se encuentran en fase de experimentación o de maduración tecnológica para conseguir que sea viable su explotación comercial.

De todas las fuentes de energías renovables, se puede considerar al Sol como la más importante dado que no sólo se aprovecha en forma de energía solar sino que provoca efectos sobre el ciclo de renovación del resto de energías. Algunos ejemplos que ponen de manifiesto la importancia del Sol sobre el resto de energías renovables son:

- Gracias al calor procedente del Sol y de su atracción gravitacional con la Luna, se produce el movimiento del aire en la atmósfera que desemboca en la energía eólica.
- Una de las partes fundamentales del ciclo del agua, la evaporación, se lleva a cabo con el calor procedente del Sol. Este proceso afecta directamente a la energía hidráulica.
- Al igual que con el movimiento del aire atmosférico, el movimiento de las mares se deriva entre otras causas de la atracción gravitacional del Sol.
- La presencia del Sol también afecta al crecimiento de las plantas y, de esta forma, también está presente en la combustión de biomasa.

A parte de los efectos ya citados, la energía procedente del Sol tiene múltiples aplicaciones de forma directa. En la actualidad existe tecnología suficiente para conseguir aprovechar la energía solar en forma de calor, en la generación de electricidad y, desde tiempos inmemoriales, se ha aprovechado en forma de iluminación. El calor procedente del Sol se puede aprovechar en procesos simples como es el secado de productos hasta en procesos mucho más complejos como son la climatización y refrigeración de edificios. La utilización de la energía solar para transformarla en electricidad a través del efecto fotoeléctrico o de las

centrales termosolares de concentración abre un futuro esperanzador a las energías renovables. Dadas todas estas aplicaciones se considera a la solar como una de las energías con más posibilidades de desarrollo durante los próximos años. Además, se calcula que toda la energía que se consume a nivel mundial durante un año, no equivale siquiera al 0.025% de la energía que recibe la Tierra procedente del Sol. Por ello, es importante que esta tecnología sufra un fuerte impulso desde las instituciones y la sociedad dado que aún en muchos casos no se considera una alternativa a fuentes de energía convencionales.

Por otro lado, destacar la importancia de esta energía tanto a nivel ambiental, ya que es limpia y segura, como a nivel socioeconómico, puesto que es gratuita y puede suponer una forma de energía alternativa en los lugares más desfavorecidos económicamente al repartirse de forma abundante a lo largo de regiones como África, América Central o América del Sur. En la siguiente figura, se puede observar de qué forma incide la radiación solar sobre la superficie terrestre:

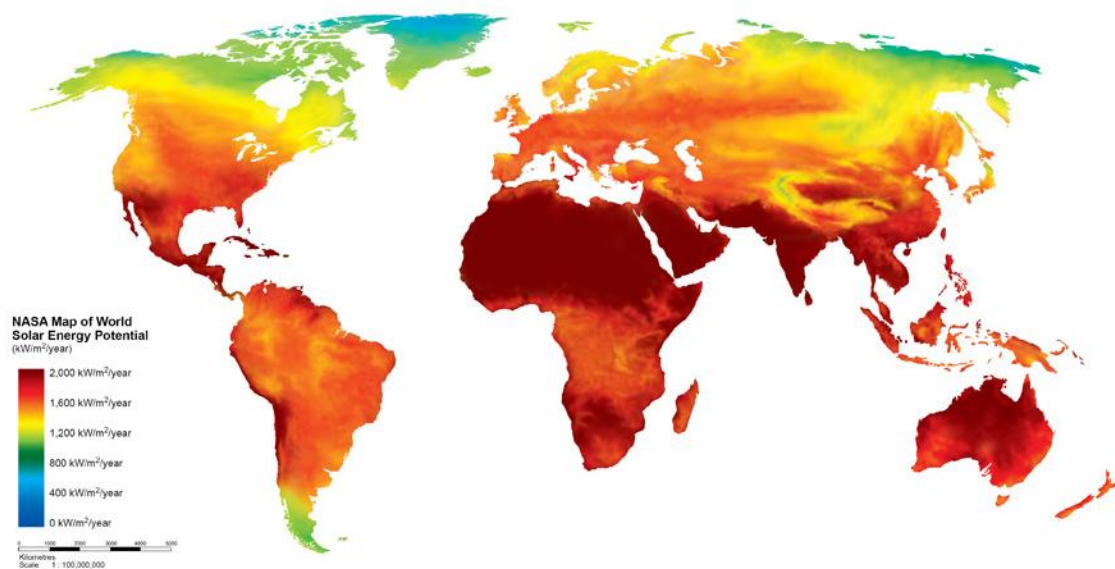


Figura 11: Radiación solar a nivel mundial [14]

Como se observa en la figura, los lugares con mayor incidencia de radiación anual por metro cuadrado se encuentran cercanos al Ecuador terrestre. Destacan lugares con índices de radiación muy altos como son la península arábiga, América Central, el norte de África, el sudeste asiático y Australia. En lo relativo a Europa, cabe mencionar las costas del Mediterráneo como una de las zonas con mayor potencial solar y, en especial, la península Ibérica con valores de energía próximos a 1 kilovatio-hora por metro cuadrado en muchas partes del territorio y más de 2400 horas de Sol al año.

Una vez comentados estos aspectos, se pretende hacer hincapié en los beneficios que aportaría la maduración tecnológica de la energía solar. En primer lugar, supondría una solución al progresivo agotamiento de las fuentes de energía más utilizadas por la sociedad hasta el siglo XXI. Del mismo modo, ofrece la posibilidad de lograr mayor independencia económica y energética a cada uno de los países que apuesten por la implantación mayoritaria

de esta energía. Desde el punto de vista medioambiental, la utilización masiva de energía solar reduciría notablemente las emisiones contaminantes y los residuos peligrosos. Gracias a esta disminución, se comenzaría a aportar soluciones a los dos grandes problemas ambientales a nivel mundial: el aumento de los gases de efecto invernadero y el cambio climático.

Los gases de efecto invernadero influyen en la temperatura media del planeta, ya que forman una capa en la atmósfera capaz de retener la radiación solar ascendente, originaria del reflejo de la superficie terrestre, reenviando la radiación de nuevo hacia la superficie. Con este proceso se dificulta la disipación de energía por parte de la Tierra y provoca un aumento de la temperatura media del planeta. A continuación, se adjunta un esquema sencillo que explica el efecto invernadero:

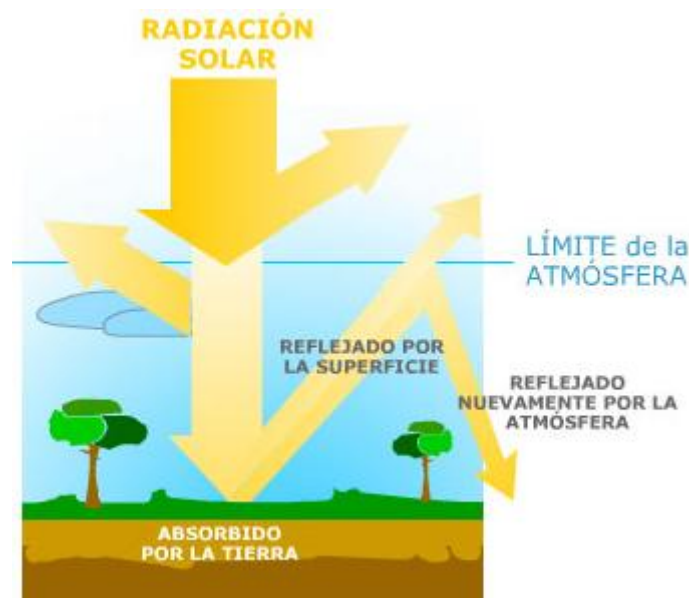


Figura 12: Efecto invernadero [15]

Asimismo, el otro gran problema ambiental es el cambio climático. En pocos años, según los estudios realizados provocaría efectos devastadores como son sequías, fenómenos meteorológicos extremos, el deshielo en los polos, etc. En relación con esto, la preocupación de las personas por el medioambiente y la mayor información disponible ha sido uno de los pilares que ha permitido un fuerte impulso a las tecnologías más limpias y seguras.

A modo de resumen, destacar la importancia de la energía en general en el desarrollo industrial y socio-económico en los distintos países del mundo, llegando a ser su precio y su disponibilidad un factor clave para cumplir con los objetivos establecidos por los distintos gobiernos. No obstante, la necesidad de dejar las energías convencionales basadas en los combustibles fósiles y la energía nuclear es un hecho, ya que el actual consumo energético no se puede prolongar en el tiempo debido a los efectos ocasionados anteriormente expuestos. El cambio en el modelo de generación de energía debe estar sustentado en las energías renovables y, en especial, en la energía solar dado su gran potencial. Para alcanzar estos objetivos, es necesaria la implicación de los distintos gobiernos e instituciones a través de leyes y normativas que promuevan dicho cambio e incentiven la implantación de la energía solar. En los próximos años, será necesario incentivar las instalaciones porque se trata de una

tecnología aún en desarrollo y resulta menos económico, sin embargo, en el futuro se recuperará la inversión realizada.

4.1 EL SOL

La fuerza impulsora de la energía solar es la fracción de radiación procedente del Sol que alcanza la Tierra. La energía emitida se origina en el núcleo a través de reacciones nucleares producidas en cadena por la fusión de átomos de hidrógeno. Las principales características del Sol se enumeran a continuación:

- El Sol es una estrella formada por un conjunto de gases a temperaturas muy altas. Al estar formado por un conjunto de gases, no presenta una superficie sólida como podría ser la superficie terrestre.
- Al igual que la Tierra, el Sol presenta movimiento de traslación y rotación. El movimiento completo de traslación a través de la Vía Láctea dura 200 millones de años, mientras que una rotación completa tan solo dura unos 28 días.
- Se estima que lleva emitiendo radiación electromagnética aproximadamente 4650 millones de años y tiene combustible suficiente para emitir otros 5000 millones de años, es decir, no ha alcanzado aún la mitad de su ciclo de vida.
- Las mediciones, realizadas hasta el momento, estiman que el Sol tiene unas dimensiones totales de 696000 kilómetros de radio y una superficie total de $6.0877 \cdot 10^{12}$ kilómetros cuadrados.
- Dadas sus dimensiones, se calcula que el Sol cuenta con $1.9891 \cdot 10^{30}$ kilogramos de masa, lo que equivale a 332830 veces la masa de la Tierra. La fuerza de atracción de la gravedad medida en el Sol es 27.9 veces la gravedad terrestre.
- La Tierra está separada del Sol por una distancia media de 147597871 kilómetros, es decir, algo menos de 150 millones de kilómetros. Al estar separados ambos cuerpos por esta distancia, la radiación solar propagada a la velocidad de la luz (300000 kilómetros por segundo) tarda en alcanzar la superficie terrestre algo más de 8 minutos.

Para realizar el estudio del Sol, habitualmente se han diferenciado distintas zonas según la temperatura, la energía liberada, la densidad, etc.

En lo relativo a la temperatura, las estimaciones realizadas indican que el núcleo solar, lugar donde se producen las reacciones nucleares, se halla a temperaturas próximas a los 20 millones de Kelvin. Esta zona del Sol comprende aproximadamente el 23% del radio y, en ella, se libera el 90% de la energía. La siguiente zona de estudio se conoce con el nombre de Zona

Convectiva, en ella, la densidad disminuye debido principalmente al ascenso de gases calientes desde el núcleo.

La capa externa de la Zona Convectiva se denomina fotosfera; está considerada como la superficie solar y, es el punto desde el cual, se emite la mayor parte de la radiación solar hacia el espacio. Cabe destacar que sobre la fotosfera se sitúa una atmósfera compuesta por gases transparentes denominada corona solar.

Con el fin de medir la temperatura en la fotosfera, los diferentes estudios realizados sobre el Sol la equiparan a un cuerpo negro, es decir, un emisor ideal de radiación electromagnética. Al analizar la cantidad de radiación electromagnética emitida por la fotosfera, se pone de manifiesto que la temperatura equivalente para un cuerpo negro situado en la Tierra, con ese mismo nivel de radiación, sería de 5670 Kelvin.

Como ya se ha comentado anteriormente, el Sol presenta movimiento de traslación y rotación que junto con los movimientos de la Tierra provocan que la posición relativa de ambos varíe a lo largo de las distintas épocas del año. La posición del astro es un factor importante a la hora de ubicar una instalación solar, y por ello, en los últimos se ha estudiado en profundidad los distintos ángulos que afectan a la incidencia de la radiación solar sobre la superficie terrestre. Algunos de estos ángulos se presentan a lo largo de los siguientes párrafos junto con una breve definición.

La latitud es el ángulo formado por el plano ecuatorial y el radio terrestre de un punto determinado de la Tierra. Por ello, el valor de la latitud tan solo varía con la posición del objeto sobre la superficie terrestre.

Ángulo de declinación está compuesto por la posición del Sol al mediodía y el plano ecuatorial. El ángulo de declinación depende directamente del movimiento de translación de la Tierra alrededor del Sol. Este es el motivo por el cual, el valor del ángulo depende exclusivamente del día del año y se calcula con la siguiente expresión:

$$\delta = 23.45 \cdot \text{seno}(284 + \text{Día del año}) \cdot \frac{360}{365} \quad []$$

El ángulo cenital está constituido por la dirección de los rayos solares y la vertical según el eje de la Tierra. Este ángulo es complementario de la altura solar, ya que esta última se compone de la dirección de los rayos solares y la horizontal. Tanto uno como el otro varían según el movimiento de rotación de la Tierra.

Al igual que los dos anteriores, el ángulo de salida y puesta de Sol y el ángulo horario también se modifican a lo largo del movimiento de rotación terrestre. Estos ángulos lo forman la proyección de la radiación solar sobre el plano ecuatorial y la dirección Sur. El ángulo horario es relativamente sencillo de calcular a través de la siguiente fórmula:

$$\omega_{\text{ángulo horario}} = 15 \cdot (\text{hora solar} - 12) \quad []$$

$$\cos \omega_{\text{salida y puesta Sol}} = -\tan(\text{latitud}) \cdot \tan(\delta) \quad []$$

Para finalizar con este apartado, el último de los ángulos estudiados será el ángulo acimutal solar. Al igual que el resto está provocado por las distintas posiciones del Sol y la Tierra, concretamente se deriva del movimiento de rotación de la Tierra sobre su propio eje. El valor de este ángulo se modifica con el desplazamiento de la proyección de los rayos solares sobre la superficie terrestre y la dirección Sur. En la siguiente figura se muestra de una forma más clara el ángulo acimutal solar (Y):

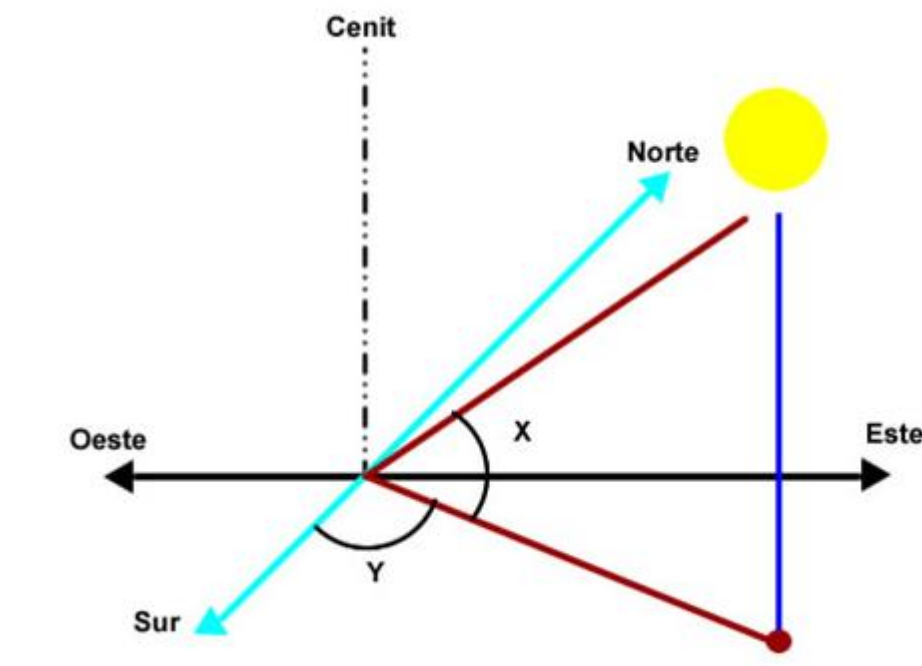


Figura 13: Ángulo acimutal solar [18]

4.2 RADIACIÓN SOLAR

Como se expuso anteriormente, el Sol es una agrupación de gases a una temperatura muy alta capaz de irradiar energía hacia el espacio. De toda la radiación emitida, alcanza el borde exterior de la atmósfera terrestre un flujo de energía denominado constante solar; esta energía incidente por unidad de tiempo y unidad de superficie varía de forma poco significativa tomando un valor próximo a 1367 W/m^2 . En esta definición, se considera borde exterior de la atmósfera terrestre a la distancia media que separa el Sol de la Tierra. Las posibles variaciones solares observadas se deben a los movimientos descritos tanto por el Sol como por la Tierra, a la distancia que separa ambos cuerpos y a la temperatura del Sol, no obstante, estos efectos no provocan variaciones en la radiación mayores del 1% por cada ciclo solar (22 años). Por ello, este flujo de energía se toma como un valor constante fuera de la atmósfera terrestre.

Debido a las altas temperaturas registradas en el Sol, la radiación solar está compuesta por todas las longitudes de onda presentes en el espectro electromagnético. Cabe destacar que para fines energéticos tan solo es aprovechable la radiación térmica formada por:

- La radiación infrarroja de baja longitud de onda que supone el 45.6%.
- La radiación ultravioleta representando el 6.4%.
- La radiación visible o luz visible que acumula el 48%.

En la siguiente figura, se muestra parte del espectro electromagnético de la radiación solar; se relaciona el flujo de energía recibido tanto en el exterior de la atmósfera terrestre como a nivel del mar con la longitud de onda:

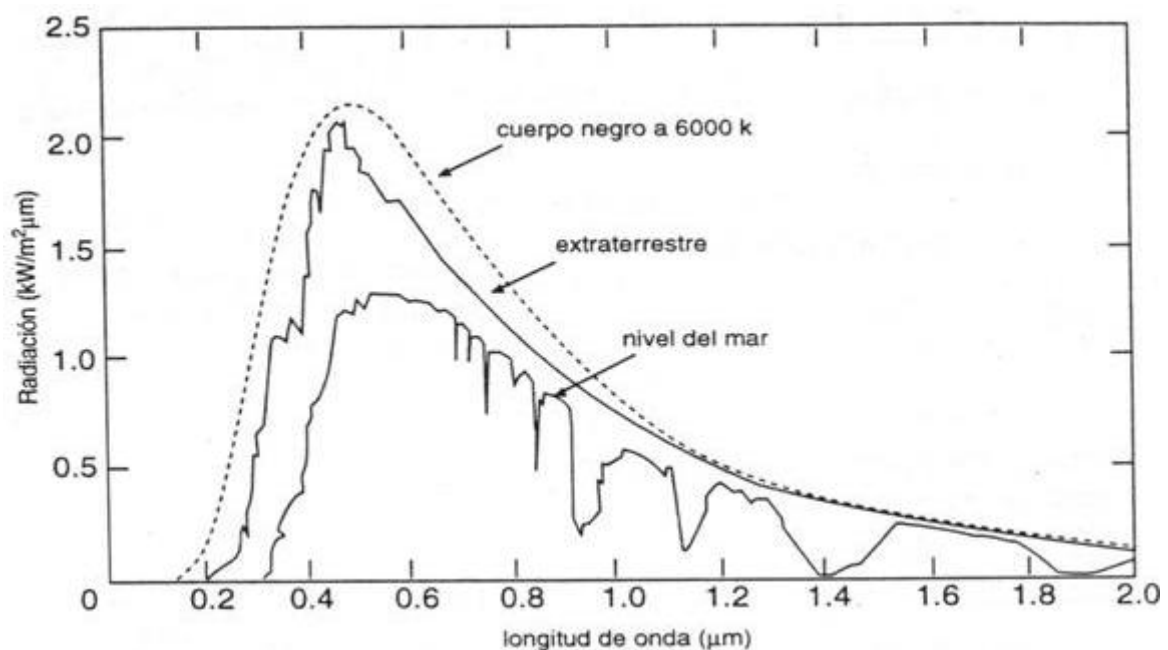


Figura 14: Espectro electromagnético de la radiación solar [19]

Continuando con el desarrollo de la teoría, aclarar que la radiación solar medida sobre la superficie terrestre no puede ser considerada como un flujo constante de energía, ya que al atravesar la atmósfera terrestre sufre fenómenos físicos y químicos que la atenúan. El proceso de atenuación más relevante se lleva a cabo tanto por las partículas atmosféricas como por las nubes capaces de reflejar y absorber parte de la radiación solar; esta característica de la atmósfera supone aproximada la pérdida del 30% de la radiación incidente y tiene lugar en las capas más externas de la atmósfera. El resto de la radiación se filtra a través de la atmósfera y se descompone en diferentes tipos debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión. A continuación, se muestra una figura con las distintas componentes de la radiación solar:

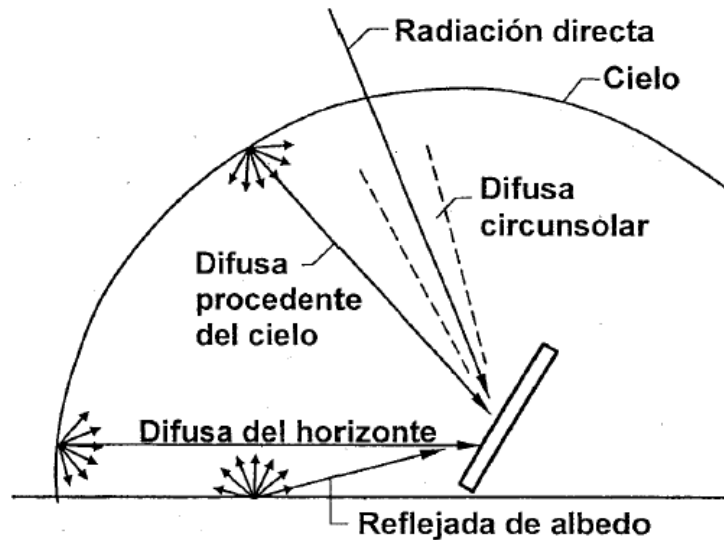


Figura 15: Componentes de la radiación solar [20]

Como se puede observar en la figura anterior, la radiación procedente del Sol que alcanza la superficie terrestre se descompone en radiación directa y radiación difusa. La radiación directa es aquella que procede directamente del disco solar sin dispersión a su paso por la atmósfera, mientras que la radiación difusa sí ha sufrido procesos de reflexión y dispersión. Además, otra de las principales características de la radiación directa consiste en que se propaga en línea recta desde el Sol.

En relación con la figura anterior, también se diferencian varios tipos de radiación difusa dependiente de su procedencia. La primera de ellas, es la radiación difusa circumsolar procedente del área de cielo cercana al entorno del Sol. Otra de las radiaciones difusa representada es la nacida en el entorno próximo al horizonte. En tercer lugar, originaria del reflejo de los gases atmosféricos y del vapor de agua de las nubes aparece la radiación difusa del cielo. Por último, la radiación difusa de albedo contabilizada en un 20% de la radiación y surge del reflejo tanto de la superficie terrestre como de los mares y los océanos

Una vez comentados los componentes de la radiación solar, se procede a analizar los distintos factores que afectan a la cantidad de radiación solar directa y difusa medida sobre la superficie terrestre:

- El factor más determinante se encuentra en las condiciones meteorológicas, puesto que produce variaciones importantes en la cantidad de radiación directa según sea el día soleado o nublado.
- La inclinación de la superficie captadora es fundamental, ya que dictamina si se recibe mayor cantidad de radiación directa o de radiación difusa. Este factor es importante dependiendo de la utilidad que vaya a recibir la energía solar. Del mismo modo, las propias características de la superficie captadora de la radiación son primordiales.

- Como ya se vio en el apartado anterior, el lugar de colocación es otro factor que modifica sustancialmente la cantidad de radiación difusa y directa captada. Por ello, es importante realizar un estudio previo del entorno elegido.
- La época del año altera la cantidad de radiación directa y difusa interceptada debido al movimiento del Sol y a la cantidad de horas de radiación.
- Los efectos de sombras provocados tanto por obstáculos de carácter natural, por ejemplo una montaña, como por obstáculos artificiales. Asimismo en lo relativo a las aplicaciones, es importante tener especial cuidado en las posibles sombras derivadas de los propios elementos de la instalación.

Para dar por concluido este apartado, es necesario recordar que la radiación global que se recibe sobre la superficie terrestre se compone de la suma de todos los tipos de radiación difusa y de la radiación directa. Conjuntamente, para que el lector se haga una idea de los valores de la radiación solar global en España, se adjunta un mapa con las distintas zonas climáticas recogidas en el Código Técnico de la Edificación:

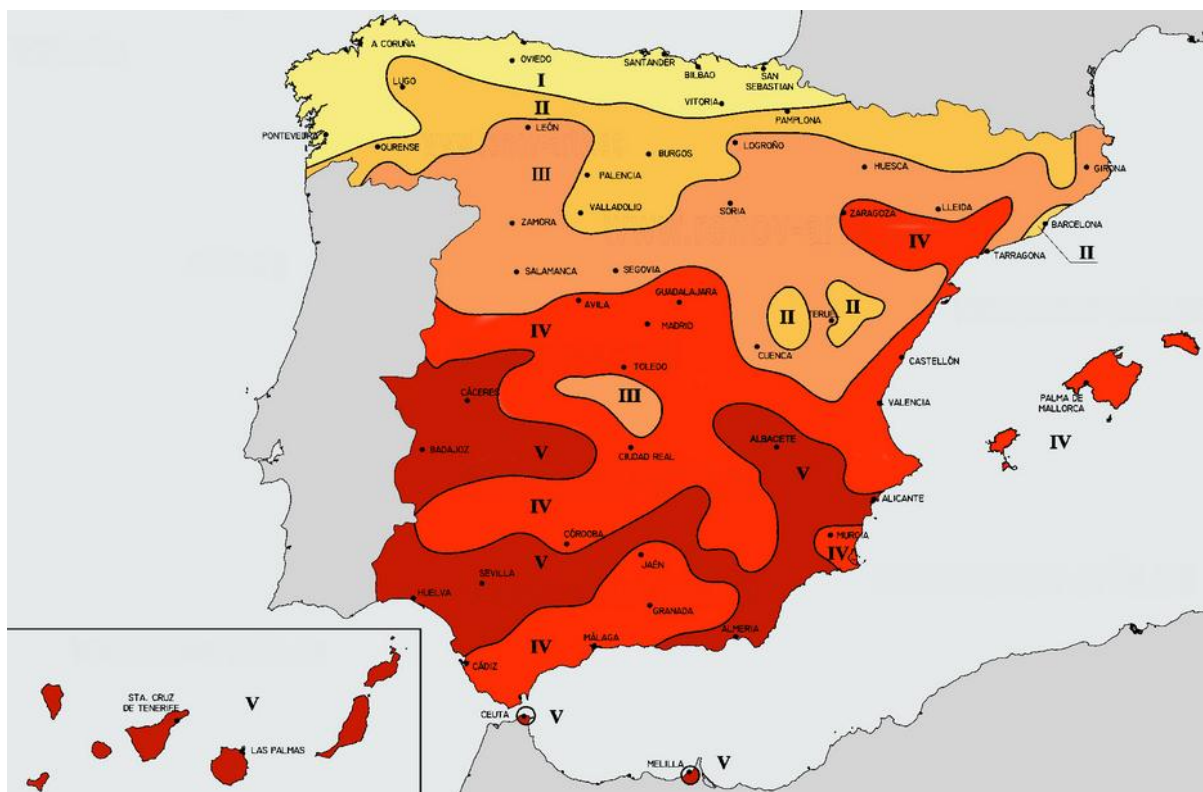


Figura 16: Mapa de la radiación global en España [21]

La cantidad de radiación solar global por metro cuadrado de las distintas zonas climáticas en las que se ha dividido el territorio de España en el Código Técnico de la Edificación, se muestran en la siguiente tabla:

Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal (H)		
Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Tabla 5: Zonas climáticas de la radiación solar global en España [21]

4.3 USOS DE LA ENERGÍA SOLAR

A la vista de la figura anterior, se puede afirmar que España es un país con unas cotas de radiación suficientemente elevadas como para apostar de forma firme por los distintos usos y aplicaciones de la energía solar. No obstante, en la actualidad es preciso recordar que la energía solar no puede sustituir por completo la producción de energía llevada a cabo con combustibles fósiles, energía nuclear, etc.

Tras las investigaciones realizadas en los últimos treinta años, se han encontrado soluciones a los problemas suscitados del aprovechamiento de la energía solar y se ha logrado desarrollar múltiples formas de aprovecharla. A lo largo de los siguientes párrafos, se desarrollarán las aplicaciones más importantes que recibe la energía solar. No obstante, todas ellas tienen un conjunto de procesos en común basados en: la necesidad de captar o concentrar la radiación solar a través de colectores o heliostatos y la posterior transformación de la energía captada en calor, luz o trabajo dependiendo de la aplicación. Además, en la mayoría de las aplicaciones es necesario incorporar tanto un sistema de almacenamiento que permita acoplar la demanda con la producción como un sistema auxiliar de energía capaz de suplir una eventual escasez de recurso solar.

La aplicación más sencilla de la energía solar, que el ser humano ha sabido utilizar desde hace miles de años, es la luz procedente del Sol; se utiliza para iluminar las viviendas o los centros de trabajo de forma que en la actualidad supone un ahorro importante en electricidad. Al igual que la anterior, entre las aplicaciones que no han requerido investigación previa destaca la utilización de la radiación solar en forma de calor tanto en procesos de secado de alimentos como en ropa o productos industriales sencillos.

La primera de las aplicaciones que ha requerido de tecnología apropiada es el aprovechamiento del Sol en instalaciones solares térmicas de baja temperatura, es decir, aquellas que no superan los 80°C. Estas instalaciones se emplean en actividades como la climatización de edificios, el suministro de agua caliente sanitaria en viviendas o la climatización de piscinas. El funcionamiento de la instalación se basa en la captación de la radiación solar en colectores solares que transfieren esa energía en forma de calor a un fluido



que circula por un sistema hidráulico, normalmente se suele utilizar como fluido caloportador agua o aire. En adición a los equipos ya mencionados, esta aplicación requiere de otros sistemas de seguridad, control y almacenamiento para garantizar que trabajan de forma correcta.

Otra de las aplicaciones, que en los últimos años ha experimentado un desarrollo muy importante, son las central solares fotovoltaicas. Con esta tecnología se genera energía eléctrica al convertir mediante módulos fotovoltaicos la luz en electricidad. Estas instalaciones no solo se usan a nivel comercial para generar grandes cantidades de energía eléctrica y suministrarlas a la red, sino que también existen instalaciones aisladas que pueden abastecer pequeñas poblaciones, sistemas de telecomunicación, etc. En España, debido a las buenas retribuciones que percibían los inversores gracias al sistema de primas a las energías renovables, la superficie instalada conectada a la red aumentó de forma notable a partir del año 2007 (Real Decreto 661/2007 publicado en el Boletín Oficial del Estado del 26 de mayo de 2007); actualmente se están realizando cambios en el sistema eléctrico que han perjudicado la rentabilidad de estas centrales y su implantación se ha visto mermada. Igualmente, la energía fotovoltaica también cuenta con barreras de entrada en el mercado por motivos tecnológicos, sociales y normativos.

La última de las aplicaciones a destacar son las centrales solares de concentración. Estas instalaciones se emplean para la generación de energía eléctrica o para el abastecimiento de grandes calderas industriales, ya que trabajan a altas temperaturas. Funcionan gracias a la posibilidad de concentrar enormes cantidades de radiación solar en una superficie reducida. Al ser parte fundamental de este trabajo, la teoría relativa a este tipo de centrales se desarrollará en profundidad a lo largo de los siguientes apartados.

En los últimos años, todas estas aplicaciones se han desarrollado gracias a la mejora experimentada por los distintos equipos y dispositivos. Especialmente destacable son los continuos esfuerzos para aumentar la eficiencia de las instalaciones, la mejora en los sistemas de captación y el desarrollo de mejores sistemas de control y seguridad. A pesar de ello, los sistemas solares aún requieren una fuerte inversión inicial por lo que la recuperación de la inversión suele conllevar largos periodos de tiempo, aproximadamente 20 años dependiendo de las características de la instalación.

5. CENTRALES SOLARES TERMOSOLARES

Este tipo de instalaciones reciben el nombre directamente del proceso que realizan, ya que transforman mediante distintos dispositivos la radiación solar directa en energía calorífica que, posteriormente, se puede emplear en la generación de electricidad o abastecimiento de calderas industriales. Normalmente, se denominan sistemas térmicos de alta concentración dado que son capaces de alcanzar temperaturas superiores a los 350°C con la energía solar captada.

En lo relativo a España, el desarrollo de la energía solar térmica ha experimentado un fuerte impulso en los últimos años. El mayor número de centrales construidas se ubican en la mitad

sur de la Península Ibérica, destacando las comunidades autónomas de Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha. Según la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (PROTERMOSOLAR), se contabilizan 50 centrales termosolares conectadas al sistema eléctrico y la potencia instalada con las distintas tecnologías asciende a 2303.9 megavatios. En el mes de junio de 2014, el conjunto de estas centrales cubrieron el 3.7% de la demanda nacional con 715 gigavatios-hora suministrados a la red. Según la misma fuente, la contribución al PIB (Producto Interior Bruto) nacional en el año 2012 llegó a suponer en torno a 1835 millones de euros.

A la hora de clasificar los distintos tipos de centrales existentes, una de las primeras diferenciaciones consiste en evaluar de qué forma obtienen la energía. Existen centrales termosolares denominadas sistemas solo solar que utilizan de forma exclusiva la radiación solar para todos los procesos. En el caso contrario se encuentran las centrales o sistemas de hibridación que incluyen una fuente auxiliar de energía en forma de calor. Por otra parte, las centrales termosolares también se pueden clasificar según cuenten o no con un sistema de almacenamiento capaz de acumular energía. Los distintos sistemas de almacenamiento sirven para aportar la energía en el momento que se requiera y serán expuestos en profundidad en apartados posteriores de esta memoria.

A continuación, se explica de forma breve cada uno de los tipos de centrales termosolares existentes en la actualidad según el dispositivo aplicado para la concentración de radiación solar:

- Centrales de concentrador cilindro-parabólicos

Estas centrales reciben este nombre por la forma de los módulos solares empleados para captar la radiación solar. Cada uno de estos módulos tiene una longitud aproximada de 12 metros y un ancho de apertura cercano a los 6 metros. El conjunto de la central se compone por decenas de módulos solares cilindro-parabólicos dispuestos unos seguidos de otros, con lo que suman una longitud total de 600 a 800 metros en línea recta según las características de la central. A continuación, se muestra una figura de un concentrador cilindro-parabólico:



Figura 17: Concentrador cilindro-parabólico [25]

El funcionamiento de este tipo de centrales se basa en concentrar la radiación solar a lo largo del tubo receptor situado en la línea focal de la parábola. Sobre el tubo receptor, se consiguen concentrar valores de radiación de 30 a 80 veces superiores a los medidos sobre la superficie terrestre gracias a la gran superficie reflectora. Para transferir la energía térmica absorbida por el tubo receptor, se hace circular un fluido caloportador por su interior desde un extremo de la central al otro, normalmente se emplea aceite o vapor de agua a alta presión; de esta forma, el fluido aumenta su temperatura a medida que recorre cada uno de los módulos que componen la central. El límite de temperatura alcanzado en el fluido se encuentra próximo a los 400°C y se debe a la inestabilidad térmica de los aceites utilizados en el interior de los tubos. Al tratarse de una temperatura relativamente baja, obliga a incorporar como ciclo de potencia un ciclo Rankine que sea eficiente a bajas temperaturas.

Uno de los principales dispositivos de las centrales de concentrador cilindro-parabólico es el sistema de seguimiento solar, puesto que permite tanto mantener la correcta orientación de los módulos respecto del Sol como protegerlos ante fenómenos climatológicos (viento, granizo, nieve, etc.). Las grandes longitudes de las distintas filas de módulos provocan que el sistema de seguimiento tan solo se pueda realizar en un solo eje, es decir, los módulos giran sobre la estructura en la que se apoyan siguiendo al Sol de Este a Oeste.

De todas las tecnologías solares de concentración empleadas, este tipo de centrales son las más implantadas a nivel comercial. Buena muestra de ello es la cantidad de instalaciones conectadas a la red eléctrica ubicadas en España; en la actualidad se pueden contabilizar más de 40 centrales con capacidad para generar hasta 50 megavatios cada una de ellas. En total, proporcionan al sistema eléctrico una potencia de 2222.5 megavatios, lo que supone el 96% de la potencia termosolar instalada en España.

- Centrales de concentrador lineal Fresnel

Al igual que la tecnología anterior, estas centrales concentran la radiación sobre un tubo receptor situado a lo largo de una línea focal. En este caso, la superficie reflectora se denomina lentes de Fresnel y se compone de un conjunto espejos planos colocados con distintos ángulos. Gracias a esta colocación son capaces de concentrar toda la radiación incidente sobre el tubo receptor, sin embargo, es necesario que el tubo receptor se coloque a mayor altura que cuando la superficie receptora es un cilindro-parabólico. La siguiente figura muestra parcialmente la central termosolar de Areva (India) construida con lentes de Fresnel:



Figura 18: Lentes de Fresnel [26]

El fluido utilizado en esta tecnología es agua que circula a presiones cercanas a los 55 bar y alcanza temperaturas próximas a los 270°C. Las temperaturas alcanzadas son inferiores, que en las centrales de concentrador cilindro-parabólico, porque se concentra menor cantidad de radiación sobre el tubo receptor (20 veces la radiación solar sobre superficie terrestre). Al igual que los módulos cilindro-parabólicos, las lentes Fresnel incorporan un sistema de seguimiento solar en un solo eje.

La principal ventaja de estas centrales reside en la menor inversión inicial que requieren respecto a otras tecnologías de concentración solar, algunas estimaciones fijan la disminución de la inversión en un 33%. El menor coste inicial se fundamenta en tres motivos:

- a) La mayor sencillez a la hora de ser construidas.
- b) La superficie reflectora plana resulta mucho más barata de producir que los módulos cilindro-parabólicos.
- c) Se aprovecha mejor la superficie de terreno empleada al poderse colocar los módulos mucho más próximos.

A pesar de estas ventajas económicas, tan solo existen dos centrales de concentrador lineal Fresnel conectadas a la red eléctrica en España, Puerto Errado I (Murcia) y Puerto Errado II (Murcia).

- Centrales de discos parabólicos equipados con motor Stirling

Esta tecnología aún no está implantada a nivel comercial, pero debido a su modularidad y simplicidad se espera que compita con el resto de centrales solares en los próximos años. Los discos parabólicos son capaces de concentrar grandes cantidades de radiación en un solo punto, por lo que se alcanzan valores cercanos a las 12000 veces la radiación solar sobre la superficie terrestre según la información aportada por la *Plataforma Solar de Almería*. Son dispositivos en forma de parábola que miden en torno a 8 metros de diámetro y cuentan con sistema de seguimiento solar a dos ejes (eje acimutal y eje de elevación). El motor Stirling que acompaña a los discos parabólicos se sitúa en el punto donde se focalizan todos los rayos incidentes, es decir, el foco de la parábola. Las centrales de discos parabólicos se componen de un gran número de unidades aisladas, puesto que cada uno de los motores empleados genera una potencia máxima de 25 kilovatios. A continuación, se muestra una imagen del modelo *Distal I* formado por un disco parabólico y su correspondiente motor Stirling:



Figura 19: Disco parabólico con motor Stirling [27]

Debido a las grandes cantidades de radiación concentradas en un solo punto, las temperaturas alcanzadas se sitúan en el intervalo de 650°C a 800°C. Por ello, son especialmente importantes los materiales utilizados en el receptor que acompaña al motor y el control de la temperatura máxima del fluido interior del motor. En relación con lo anterior, destacar que las altas temperaturas de funcionamiento permiten que el motor Stirling opere con rendimientos cercanos al 40% dando lugar a una eficiencia total de la instalación próxima al 25%.

- Centrales termosolares de receptor central.

El funcionamiento de las centrales de receptor central se basa en concentrar en un solo punto, situado en la parte superior de una torre, toda la radiación reflejada por un campo de helióstatos. Más adelante (*Apartado 5.1*) se desarrollará de forma exhaustiva toda la teoría relacionada con esta tecnología, puesto que la central termosolar diseñada para este proyecto la utiliza.

- Centrales solares con hibridación

Este tipo de centrales incorporan un aporte auxiliar de energía en forma de calor a las tecnologías de concentración solar anteriormente comentadas. Comúnmente, la hibridación se realiza a través de la combustión de gas natural en calderas, aunque también se han construido centrales con calderas que emplean como combustible la biomasa. Otro tipo de centrales solares con hibridación consiste en acoplar una central de concentrador cilindro-parabólico a una central de ciclo combinado.

El aporte auxiliar de energía permite disminuir el precio final de la energía generada, ya que disminuye la dependencia con las condiciones atmosféricas y aumenta significativa los índices anuales de ocupación de la central. Asimismo, no necesitan incorporar un sistema de almacenamiento de gran tamaño debido a que los períodos con escasez de recurso solar y los transitorios se llevan a cabo gracias a la combustión del sistema auxiliar. Desde el punto de vista medioambiental, una de sus principales desventaja reside en que no es una energía tan limpia como las centrales solo solares.

Una vez expuesta la teoría relativa a las distintas tecnologías utilizadas en las centrales termosolares, aclarar que todas estas tecnologías están siendo impulsadas desde organismos e instituciones oficiales, ya que hace poco más de 20 años que se pusieron en funcionamiento los primeros prototipos y las primeras centrales experimentales en Estados Unidos y Europa. En la actualidad, existen proyectos en ejecución y centrales termosolares construidas en países como Estados Unidos, España, India, Australia, China, Sudáfrica y Arabia Saudí. No obstante, son las centrales de concentrador cilindro-parabólico las que presentan los mejores ratios económicos a la hora de generar energía eléctrica de todas los sistemas de concentración expuestos. Por otra parte, recordar que se están realizando importantes investigaciones para mejorar la eficiencia de las plantas y abaratar los distintos componentes de la instalación (heliostatos, estructuras, receptores, sistemas de control, fluido caloportador, sistemas de seguimiento, etc.).

Desde el punto de vista medioambiental, la construcción de estas instalaciones tan solo conlleva posibles daños paisajísticos y ocupación de grandes extensiones de terreno; ambos problemas se pueden minimizar eligiendo de forma cuidadosa la ubicación de la planta. Por ello, tanto en países industrializados como en los países en vías de desarrollo se considera la energía termosolar como una solución a los posibles problemas energéticos futuros derivados del agotamiento de los combustibles fósiles.

5.1 CENTRALES TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

Como ya se comentó anteriormente, el funcionamiento de las centrales termosolares de receptor central se basa en concentrar grandes cantidades de radiación solar directa en un solo punto. Conseguir concentrar toda la radiación sobre un solo punto es un concepto ideal, en realidad, se aglutina en un área de dimensiones reducidas situada en la parte superior de una torre o estructura de gran altura sobre la que se monta un receptor de radiación solar. En la actualidad, este tipo de centrales son construidas para la generación de electricidad. La mayoría de instalaciones presentan valores de potencia próximos a 20 megavatios eléctricos; la capacidad para concentrar radiación solar directa varía dependiendo de los componentes empleados desde 200 veces hasta 2000 veces la radiación solar sobre la superficie terrestre.

Los elementos más importantes de esta tecnología son la torre, los heliostatos, el fluido caloportador y, en especial medida, el receptor de radiación solar (dada su importancia será explicado en un apartado aparte).

En lo relativo a la torre, su función es garantizar la altura y distancia óptimas a la que enfocar la radiación solar directa procedente del campo de heliostatos. Además, alberga sistemas tan esenciales para la central como son el receptor de radiación solar o parte del sistema hidráulico por el que circula el fluido de trabajo. La altura total se fija en más de 100 metros, por lo que esta parte de la central supone un coste económico importante en lo que respecta a la obra civil necesaria para su cimentación y construcción. Tal y como se puede apreciar en la siguiente figura, estas estructuras emplean como material principal el hormigón o las estructuras metálicas en celosía:



Figura 20: Torre de central termosolar [31] y [30]

Por otro lado, el siguiente componente a analizar son los heliostatos. Su función en las centrales termosolares de receptor central consiste en concentrar la radiación solar directa sobre el receptor. Los heliostatos están formados por un conjunto de espejos, un sistema de seguimiento y una estructura móvil que sirve de soporte a todo el dispositivo.

El conjunto de espejos utilizados en esta aplicación están fabricados en vidrio o a base de películas poliméricas dando como resultado una reflectividad entorno al 92%. Para conseguir estos valores de reflectividad tan altos y una mejor capacidad de orientación, se fabrican con una pequeña inclinación y un grosor de entre 4 y 6 milímetros. La superficie total de cada uno de los heliostatos va desde los 100 metros cuadrados hasta los 150 metros cuadrados.

Los sistemas de seguimiento solar implementados controlan parámetros como la posición del Sol, la distancia a la torre de cada heliostato y la orientación de los espejos. Para ello, incorporan sistemas mecánicos, electrónicos y de control. El seguimiento de la posición del Sol se realiza a dos ejes o grados de libertad, es decir, se calcula tanto el ángulo acimutal como el ángulo de elevación para conseguir que el ángulo de incidencia de la radiación sea nulo. Todas estas operaciones, se llevan a cabo de forma automatizada y con gran precisión a pesar de circunstancias adversas como puede ser el viento.

Los heliostatos están distribuidos de una forma estratégica alrededor de la torre, por lo que forman un conjunto denominado campo de heliostatos; la forma de colocarlos sobre el terreno resulta un parámetro fundamental para la central. A continuación, se detallan las dos posiciones utilizadas hasta el momento:

a) Campo norte o campo sur: en este caso los heliostatos se posicionan detrás de la torre. Con esta distribución se consigue que el ángulo de incidencia sea óptimo, con lo que el grado de aprovechamiento solar se maximiza. Resulta necesario aclarar que en el hemisferio Norte, el conjunto de espejos se sitúa al norte de la torre, y en el hemisferio Sur, se deben colocar al Sur debido a la posición del Sol. Además, con esta disposición se simplifica el receptor de radiación dado que solo tiene que ocupar una de las superficies exteriores de la torre. Un ejemplo de este tipo de campo de heliostatos se muestra en la siguiente figura:



Figura 21: Campo de heliostatos norte [28]

b) Campo circular: los heliostatos se colocan alrededor de la torre de forma que esté rodeada por ellos. La torre no está situada en el centro del círculo creado por las filas de heliostatos, sino que se encuentra desplazada hacia el Sur. En la siguiente figura, se enseña un ejemplo de campo circular:



Figura 22: Campo de heliostatos circular [29]

Dentro de las dos posibilidades ya comentadas, la elección de un tipo de campo de heliostato u otro depende de la prioridad que se le den a factores como la latitud del terreno, tamaño de la central y el coste de la torre. Los campos norte (o Sur) resultan interesantes en aquellos terrenos que cuentan con un mayor ángulo de latitud, ya que la eficiencia óptica anual aumenta de forma significativa. Por el contrario, apostar por un campo circular reduce la altura de la torre para una potencia similar con lo que el coste final de construcción se reduce. Del mismo modo, resulta más interesante la elección de un campo circular en aquellas centrales que requieran un mayor número de heliostatos. Con respecto al tamaño del campo de heliostatos, es preciso comentar que el rendimiento óptico disminuye al aumentar tanto el tamaño del campo como el espacio ocupado.

Otra pieza importante en esta tecnología es el fluido caloportador que circula por el sistema hidráulico de la central. Este fluido de trabajo tiene varias funciones dentro de la central. En primer lugar, es el encargo de absorber la energía térmica en el receptor de radiación solar. Igualmente, durante este proceso de intercambio de calor también se utiliza para refrigerar las superficies que alcanzan mayores temperaturas del receptor. Por último, en caso de que la central termosolar cuente con un sistema de almacenamiento de energía, este fluido se puede emplear como acumulador de energía en forma de calor. En la actualidad, existen distintos tipos de fluido caloportador para estas instalaciones:

- Agua: es el único de los fluidos empleados que cambia de fase cuando realiza la transferencia de calor. Al emplear agua a presión, la torre funciona como una caldera en una central convencional, por lo que el vapor de agua generado a unos 500°C se puede introducir directamente en las turbinas de potencia. Este aspecto es una ventaja importante frente al resto de materiales, ya que permite eliminar un intercambiador de calor en el ciclo de potencia. El uso de agua permite abaratar la puesta en marcha de la central porque es un fluido barato, abundante y que requiere equipos de trabajo más sencillos. Entre las desventajas, destaca la dificultad para implantar un sistema de almacenamiento de gran tamaño. Además, no resulta sencillo generar vapor sobrecalentado.
- Sales fundidas: son mezclas binarios o terciarias de compuestos inorgánicos con grandes cualidades para la transferencia de calor. Con este fluido, no se pueden superar temperaturas próximas a los 600°C al presentar problemas de degradación. Asimismo, la temperatura inferior se ve limitada por el punto de congelación a unos 260°C, ya que si la sal se solidificara en el interior de las tuberías tendría consecuencias desastrosas para la planta. Entre las principales ventajas de este material, resalta su bajo coste y la capacidad que tiene para actuar como acumulador de energía permitiendo crear sistemas de almacenamiento de gran tamaño.
- Sodio líquido: este material cuenta con buenas propiedades de transferencia de calor. No obstante, está en deshuso debido al alto riesgo que presenta al poder reaccionar con el agua y el aire.
- Aire: dadas sus condiciones permite alcanzar temperaturas próximas a los 1000°C. Además, su utilización es muy barato y garantiza facilidad en la operación de la central. Como se verá más adelante, en caso de incorporar este fluido es necesario la instalación de un receptor volumétrico.

El tipo de fluido caloportador incide de forma directa sobre la configuración del resto de la central y, de manera especial, sobre el ciclo termodinámico. Las centrales termosolares de receptor central pueden generar potencia a través de un ciclo Rankine, cuando el fluido utilizado es agua o sales solares, pero también pueden recurrir a un ciclo Brayton si el fluido caloportador es aire. Todas estas posibilidades hacen que esta tecnología se pueda implantar prácticamente en cualquier lugar que cuente con una cantidad de radiación considerable, ya que presentan gran flexibilidad para adaptarse a diferentes circunstancias.

A parte de los elementos ya citados, existen otros sistemas que permiten el correcto funcionamiento de la central y garantizan la seguridad durante la operación. Entre estos sistemas auxiliares destacan: sistema de protección contra incendios, equipos de refrigeración, sistema de video vigilancia, grupos de bombeo, etc.

Una vez explicados los principales componentes de la central, se procede a añadir la principal barrera que encuentra esta tecnología para ser implantada a nivel comercial. El problema reside en la fuerte inversión económica a realizar, ya que el coste inicial de estas centrales

asciendes hasta los 3 millones de euros por megavatio instalado. A pesar de que el número de horas de utilización anual es alto, el elevado coste inicial provoca que la electricidad generada aún siga siendo más cara que la de otro tipo de energías.

5.2 TIPOS DE RECEPTORES

El receptor de radiación solar está considerado como el elemento más importantes en las centrales termosolares de receptor central porque canaliza el flujo de energía disponible para el resto de equipos de la instalación y, además, está expuesto a altas temperaturas y cargas térmicas que pueden deteriorarlo con rapidez. Para que el lector se haga una idea de las temperaturas alcanzadas, en la siguiente imagen se muestra la diferencia entre el receptor de la planta Gemasolar (Sevilla) cuando no se encuentra funcionando y del mismo receptor durante la operación de la central:



Figura 23: Comparativa de receptor de radiación solar [29]

La función llevada a cabo por estos dispositivos consiste en transformar la radiación solar directa concentrada procedente del campo de heliostatos en energía térmica, siempre intentando que no se produzcan grandes pérdidas de energía durante el intercambio. Respecto a las pérdidas de energía, las más importantes se producen por radiación y convección al encontrarse el receptor de radiación solar a una temperatura mucho más alta que la del entorno.

En la actualidad, la tecnología más moderna incorporada a las centrales termosolares de receptor central es capaz de absorber entre el 90% y el 95% de la radiación ultravioleta y del espectro visible procedente de los heliostatos. Para ello, la superficie receptora debe contar con un recubrimiento selectivo. Asimismo, estos dispositivos manejan flujos de energía cercanos a los 650 kilovatios por metro cuadrado lo que llega a suponer temperaturas próximas a los 550°C en el fluido de trabajo.



A pesar de estos avances, se siguen realizando un gran número de investigaciones y ensayos centrados en la disminución de pérdidas de energía y búsqueda de materiales más eficientes para estos dispositivos, puesto que su rendimiento influye de forma significativa en el rendimiento global del ciclo termodinámico y, en general, en el rendimiento global de toda la planta. Gracias al trabajo realizado durante años, ya existen diferentes opciones para los receptores de radiación según las necesidades de cada central. A continuación, se consideran distintas formas de clasificarlos:

a) Según sea el tipo de fluido caloportador que circula por el interior del receptor existen receptores de agua, de sales solares fundidas y de gases. En el primer de ellos, la energía térmica captada cambia de fase el agua transformándola de estado líquido a vapor de agua saturado (calor latente). En cambio, en los receptores de sales solares fundidas y en los receptores de gases no existe cambio de fase del fluido, sino que tiene lugar un aumento de la temperatura y de la entalpía (calor sensible).

b) El modo de transferir el calor desde la superficie receptora al fluido de trabajo hace diferenciar entre receptores de intercambio directo y receptores de intercambio indirecto. En los receptores de intercambio directo, tanto el fluido como la superficie se encuentran en contacto por lo que la energía calorífica se transfiere por medio de la convección y la conducción del uno al otro. Por el contrario, los receptores de intercambio indirecto utilizan un tercer material para transmitir el calor, ya que se busca trabajar a mayores temperaturas en la superficie receptora. Normalmente, el material intermedio es un refractario en forma de lecho fluido capaz únicamente de transferir la energía por medio de la convección.

c) Según la disposición de los tubos del receptor situados en la parte superior de la torre, se puede diferenciar entre receptor interior y receptor exterior. El receptor interior está protegido del ambiente exterior de forma que el intercambio de energía se lleva a cabo dentro de una cavidad, por lo que también se denominan receptores de cavidad. Es más común encontrar este tipo de receptores en los discos parabólicos con motor Stirling, ya que permite aumentar las temperaturas de trabajo y el flujo de radiación solar. Por otra parte, los receptores externos están expuestos a mayores gradientes de temperatura y pérdidas de energía que limitan significativamente la temperatura máxima alcanzada por el fluido caloportador. A pesar de ello, la principal ventaja reside en la facilidad que tiene la radiación solar para alcanzar los haces de tubos dispuestos de forma horizontal o vertical.

d) Los receptores tubulares, de placa y volumétricos se catalogan según la geometría de la superficie receptora de la radiación solar incidente. En el primero de ellos, la radiación solar se capta sencillamente sobre los tubos por los que circula el fluido de trabajo capaz de absorber la energía calorífica. En cambio, los receptores de placa sí cuenta con una superficie exterior unida a los haces de tubos sobre la que incide la radiación solar. De los tres citados, el receptor volumétrico cuenta con el mayor número de diferencias al sustituir la superficie sólida por una matriz o maya porosa capaz de trabajar a temperaturas mayores y mayores concentraciones de radiación. Otra diferencia reside en que este modelo emplea como fluido de trabajo un gas que aumenta de temperatura al circular a través de la superficie porosa. No obstante, es necesario aclarar que los receptores volumétricos aún no han sido

implementados en ningún proyecto explotado comercialmente debido a dificultades técnicas a nivel mecánico y térmico de los materiales.

5.3 PROYECTOS EXISTENTES

A nivel mundial, las primeras investigaciones realizadas en el campo de la energía termosolar tuvieron lugar hace 30 años a través de la construcción de centrales experimentales de poca potencia y prototipos. En la actualidad, estas investigaciones han dado sus frutos, por lo que existen un gran número de centrales que aprovechan la energía térmica procedente del Sol. De todas ellas, más de una decena aplican la tecnología de receptor central estudiada en este proyecto. Tras Estados Unidos, España es uno de los países con mayor potencia instalada al contar con tres plantas de receptor central en la comunidad autónoma de Andalucía. A continuación, se van a exponer las principales características de las tres centrales españolas de receptor central conectados a la red eléctrica:

- Central termosolar PS10

Esta instalación es propiedad de la empresa Abengoa Solar y está ubicada en la localidad Sanlúcar la Mayor provincia de Sevilla. Se puesta en funcionamiento se llevo a cabo en el año 2007.

Dentro de los tipos de centrales solares de receptor central expuestos anteriormente, esta planta presenta generación directa de vapor, es decir, el fluido de trabajo empleado es agua a presión que recorre toda la instalación. La configuración del campo de heliostatos seleccionada es campo norte debido al reducido número de heliostatos utilizados. El receptor solar encargado de transformar la radiación solar en energía térmica es de cavidad. No obstante, la temperatura y presión máximas alcanzadas por el fluido de trabajo durante la operación son bajas al situarse en torno a 250°C y 40 bar. Estos valores provocan que el ciclo termodinámico Rankine no sea capaz de generar A continuación, se visualiza un esquema con los principales equipos de la planta:

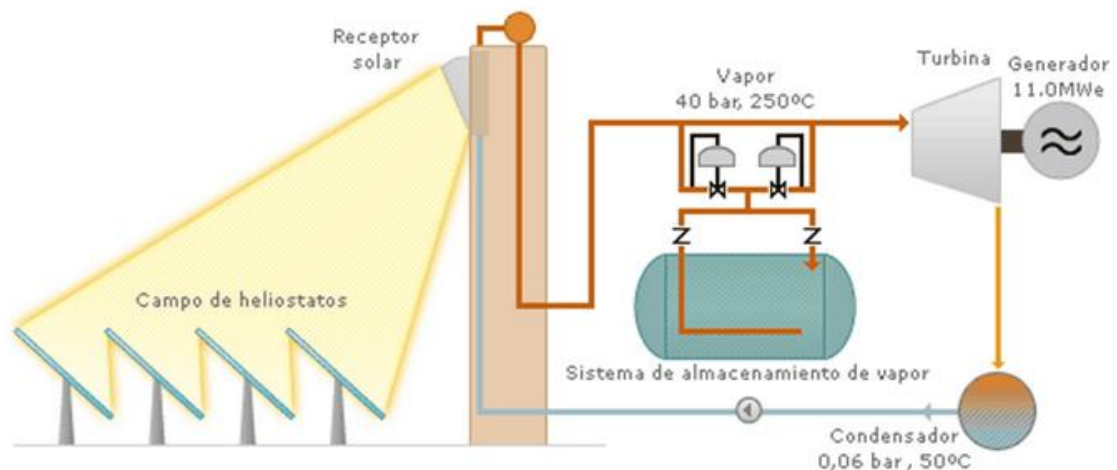


Figura 24: Esquema de la central PS10 [34]

Una vez expuesto el funcionamiento de la central, se aportan las principales características en la siguiente tabla:

Central termosolar PS10		
Característica	Valor	Unidad
Potencia nominal	11	MW
Generación anual de electricidad	23	GWh
Sistema de almacenamiento	Si	-
Capacidad de almacenamiento	0,5	horas
Altura de la torre	114	metros
Número de heliostatos	624	-
Dimensión del heliostatos	120	m ²
Superficie campo solar	60	Ha
Ahorro de emisiones CO ₂	6000	t/año

Tabla 6: Características central PS10 [33]

- Central termosolar PS20

Al igual que la instalación anterior, esta planta pertenece a la empresa Abengoa Solar y se localiza en la localidad de Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Su operación comercial comenzó en el año 2009.

La construcción de esta central eléctrica se llevo a cabo gracias a la experiencia previa acumulada con la central PS10. Por ello, utiliza la misma configuración para colocar los heliostatos sobre el terreno y el mismo tipo de receptor solar. Asimismo, la generación de potencia se lleva a cabo al hacer circular el fluido caloportador (vapor de agua) por las turbinas.

Las únicas modificaciones residen en el tamaño de la central, ya que cuenta con mayor número de heliostatos y es capaz de producir más potencia. Respecto a su predecesora presenta mejoras en la eficiencia del receptor, en los sistemas de seguimiento solar y un mayor tamaño del sistema de almacenamiento que le permite mejorar la gestionabilidad de los periodos transitorios. En la siguiente tabla, se muestran las principales características técnicas de la central:

Central termosolar PS20		
Característica	Valor	Unidad
Potencia nominal	20	MW
Generación anual de electricidad	10000	hogares
Sistema de almacenamiento	Si	-
Capacidad de almacenamiento	1	horas
Altura de la torre	160	metros
Número de heliostatos	1255	-
Dimensión del heliostatos	120	m ²
Superficie campo solar	85	Ha
Ahorro de emisiones CO ₂	12000	t/año

Tabla 7: Características central PS20 [35]

- Central termosolar Gemasolar

Esta central está ubicada en el municipio de Fuentes de Andalucía provincia de Sevilla. La propietaria de la instalación es la empresa Torresol Energy mientras que la mayoría de la construcción fue responsabilidad de Sener. En su totalidad, la financiación de este proyecto corrió a cargo de Mubadala Development Company empresa propiedad del Gobierno de Abu Dhabi. Las obras duraron 2 años y su puesta en marcha tuvo lugar en 2011.

La principal característica de esta central termosolar de receptor central es su fluido caloportador, ya que utiliza sales solares fundidas. Conjuntamente, la utilización de sales solares le permite incorporar un sistema de almacenamiento de energía en dos tanques de gran tamaño, de modo que es la primera en integrar este tipo de sistemas de forma comercial. La temperatura máxima de las sales solares durante la operación toma valores cercanos a los 565°C tras ser calentadas en el receptor solar. Por otra parte, la temperatura mínima se ve limitada, por el punto de congelación de las sales utilizadas, a 290°C tras el intercambio de energía con el ciclo termodinámico Rankine. Estos valores de temperatura permiten que dicho ciclo trabaje con unas eficiencias bastante altas para tratarse de una central termosolar. Para facilitar la comprensión del funcionamiento de esta central, se adjunta una figura con el esquema de los equipos más representativos:

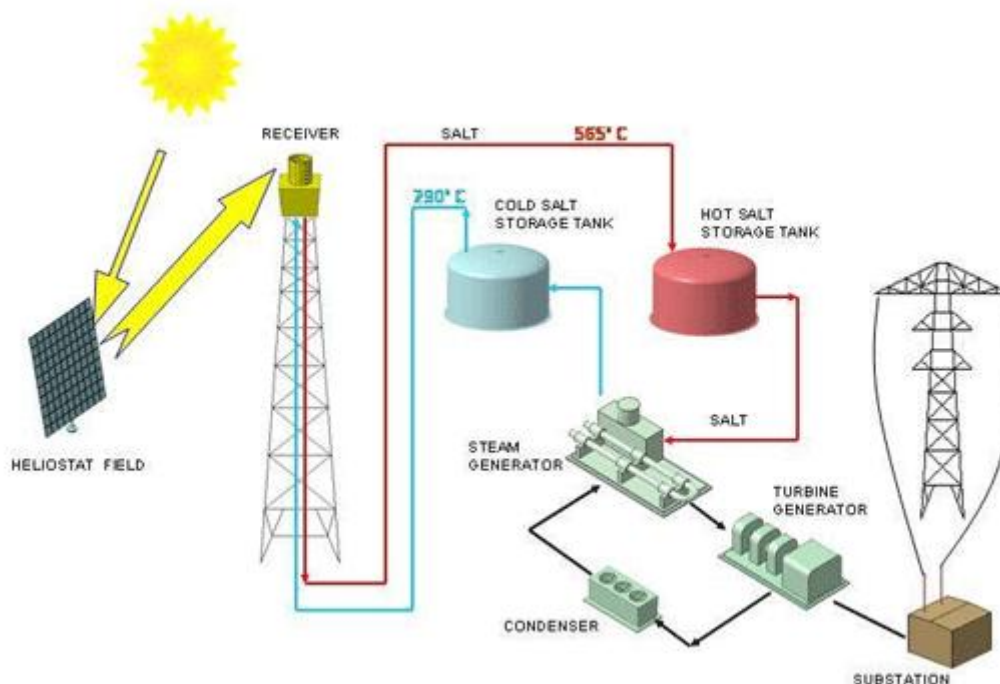


Figura 25: Esquema de la central Gemasolar [36]

Esta central cuenta con un gran número de heliostatos distribuidos en un campo circular alrededor de la torre. El receptor solar implementado es de tipo externo cilindro, es decir, se encuentra situado en todas las paredes de la torre a través de pequeñas superficies planas. Este dispositivo utiliza las últimas innovaciones para conseguir captar el 95% de la radiación

incidente. Además, su durabilidad está garantizada por el fabricante durante 25 años. El resto de características de esta central se detallan en la siguiente tabla:

Central termosolar GEMASOLAR		
Característica	Valor	Unidad
Potencia nominal	19,9	MWe
Generación anual de electricidad	110	GWh
Sistema de almacenamiento	Si	-
Capacidad de almacenamiento	15	horas
Altura de la torre	140	m
Número de heliostatos	2650	-
Dimensión del heliostatos	120	m ²
Superficie campo solar	195	Ha
Potencia térmica receptor	120	MWt
Ahorro de emisiones CO ₂	30000	t/año

Tabla 8: Características central Gemasolar. Tabla de elaboración propia, datos [40]

5.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El sistema de almacenamiento de energía es un elemento de las centrales termosolares que puede estar presente o no en función de las características de la instalación. Además, dentro de las plantas que lo incorporan se pueden distinguir múltiples tamaños y formas de acumular la energía. Una característica fundamental del sistema de almacenamiento es que se trate de un proceso reversible.

En este tipo de centrales, el sistema de almacenamiento cumple varias funciones. Desde el punto de vista de la generación de energía, la primera de ellas consiste en aumentar el número de horas de funcionamiento de la central. Asimismo, otra de las funciones se basa en facilitar la gestión de la energía, de modo que se pueda adaptar el suministro tanto a picos en la demanda de electricidad como a momentos en los que la energía eléctrica se paga a un precio mayor. Desde el punto de vista de la operación de la central, el sistema de almacenamiento ayuda a cambiar de régimen la central, es decir, facilita los procesos transitorios no solo durante las paradas y arranques del ciclo de potencia sino que también aporta energía bajo condiciones meteorológicas cambiantes.

La incorporación de un sistema de almacenamiento de energía a una central termosolar aporta ventajas técnicas y económicas. Entre las ventajas técnicas, destaca la capacidad de desligar de forma parcial la producción de energía de las condiciones meteorológicas; el sistema de almacenamiento comienza a suministrar energía cuando la cantidad de radiación solar incidente disminuye de los valores óptimos. Además, la energía almacenada permite una mayor flexibilidad y estabilidad en la operación garantizando que tanto la generación como la demanda coinciden en el tiempo. Por otra parte, los beneficios económicos reportados por el

sistema de almacenamiento residen en la mayor rentabilidad de las plantas, ya que aumenta el número de horas de funcionamiento y permite el funcionamiento óptimo durante más tiempo.

En la actualidad, existen tres mecanismos para almacenar energía en forma de calor:

a) Calor sensible: se debe al aumento de temperatura de un material. Se utilizan como medio de almacenamiento materiales con altos puntos de ebullición y gran capacidad térmica. En el futuro, el desarrollo de este mecanismo pasa por aumentar el rango de temperaturas de funcionamiento.

b) Calor latente: se produce gracias al cambio de fase del material que acumula la energía. Normalmente, el cambio de fase utilizado es de líquido a gaseoso o viceversa, aunque también se puede aplicar el cambio de fase líquido a sólido. Para garantizar que este mecanismo se puede incorporar a una central termosolar, hay que tener en cuenta dos factores, la temperatura a la que se realiza el cambio de fase y la cantidad de calor liberada durante el proceso.

c) Reacciones termo-químicas: la energía térmica se libera mediante una reacción química producida sobre el medio de almacenamiento. El principio de funcionamiento de este mecanismo se basa en la liberación de energía que tiene lugar al separar los enlaces que componen la materia. En la actualidad, este mecanismo se encuentra en fase de desarrollo, tan solo se ha aplicado en laboratorios por lo que no ha sido incorporado a ninguna central.

En lo relativo a las diferentes tecnologías empleadas para el almacenamiento de energía, los estudios realizados diferencian entre sistemas activos y pasivos. En los sistemas activos, el material acumulador de energía térmica transfiere la energía directamente al ciclo de potencia mediante un intercambiador de calor. Por otra parte, los sistemas pasivos son aquellos en los que un fluido absorbe la energía del material acumulador para, posteriormente, transmitirla al ciclo termodinámico a través de un intercambiador de calor.

Otra forma de clasificar los distintos sistemas de almacenamiento se basa en el estado de fase del material acumulador de energía. Con esta clasificación se distinguen:

- Acumuladores líquidos

Estos sistemas requieren de fluidos con bajo punto de fusión, alto punto de evaporación y descomposición, es decir, fluidos que permiten trabajar en el más amplio rango de temperaturas posible. Los fluidos empleados son aceites sintéticos, sales solares fundidas y algunos metales fundidos. En la actualidad, los aceites sintéticos no se siguen utilizando como material acumulador de energía por su alto riesgo de incendio. La acumulación de energía mediante fluidos en estado líquido está muy desarrollada, por lo que se consigue almacenar energía para varias horas de funcionamiento.

Esta tecnología utiliza tanques para almacenar la energía térmica. No obstante, se ha desarrollado con dos configuraciones distintas, ya que se puede diferenciar entre los sistemas con un solo depósito y los sistemas con dos tanques. Cuando solo se implementa un solo depósito de gran altura, el sistema se denomina termoclina y la separación del fluido a

distintas temperaturas se realiza a través de la variación de la densidad. En cambio, los sistemas con dos tanques de almacenamiento separan el fluido, en el interior de cada uno de ellos, a distintas temperaturas. Por ejemplo, la central Gemasolar incorpora dos tanques de almacenamiento con sales solares y las temperaturas son 565°C en el tanque caliente y 290°C en el tanque frío.

- Acumuladores de vapor

Este tipo de sistemas están pensado para proporcionar energía durante periodos cortos de tiempo. El fluido utilizado es vapor de agua sobrecalentado.

El almacenamiento se realiza a través de un depósito a altas presiones (100 bar), en el cual se encuentra el vapor de agua esperando a ser enviado hacia el bloque generador de potencia. Estos sistemas son de actuación rápida por lo que resultan idóneos para actuar durante procesos estacionarios.

- Acumuladores sólidos

Este sistema de almacenamiento de energía es pasivo y está especialmente indicada para procesos con temperaturas muy elevadas. Como material acumulador de energía, se emplean tanto el hormigón como las cerámicas. Con el fin de mejorar el intercambio de energía con el fluido, a estos materiales se les tiene que añadir grafito, limadura metálica y aletas.

- Acumuladores de cambio de fase

Dadas las grandes cantidades de energía que se liberan con el cambio de fase de un material, esta técnica resulta útil en la producción de electricidad cuando no existe radiación solar. El intercambio de energía se puede realizar poniendo en contacto directo el material de cambio de fase con el ciclo de potencia o incorporando un segundo fluido que realiza esa función. Los materiales más empleados para realizar el cambio de fase son fluoruros metálicos o nitratos con alto punto de fusión de los componentes por separado.

En la actualidad tan solo es aplicable a una central termosolar a nivel comercial, el almacenamiento de energía térmica mediante tanques a altas temperaturas que alberguen como fluido sales solares fundidas o vapor de agua.

6. CASOS A ESTUDIAR

Tal y como se ha explicado en el apartado de objetivos específicos del proyecto, se van a simular diferentes potencias para la central termosolar. Como se explicará más adelante, la única central térmica presente en la Isla de Fuerteventura es la Central Diesel Las Salinas. Por ello, se ha elegido como base los grupos de generación de energía eléctrica existentes a principios del año 2014 en dicha central. Los valores de potencia eléctrica tomados permiten sustituir a parte de los grupos de generación actuales. Los datos relativos a la central térmica se desglosan a continuación:

Central Las Salinas	Potencia eléctrica (MWe)
Grupo Diesel 1	4,32
Grupo Diesel 2	4,32
Grupo Diesel 3	5,04
Grupo Diesel 4	7,52
Grupo Diesel 5	7,52
Grupo Diesel 6	24
Grupo Diesel 7	18,5
Grupo Diesel 8	18,5
Grupo Diesel 9	18,5
TOTAL DIESEL	108,22
Turbina de gas 1	25,86
Turbina de gas 2	37,5
Turbina de gas móvil	15
TOTAL TURBINA DE GAS	78,36
TOTAL DE LA CENTRAL	186,58

Tabla 9: Central térmica Las Salinas. Tabla de elaboración propia, datos [46]

Una vez conocidos los distintos grupos que forman la Central Diesel Las Salinas, se persigue el objetivo planteado de sustituir algunos de ellos proporcionando la misma energía al sistema mediante la central termosolar. Conjuntamente y con el fin de garantizar que la potencia eléctrica que se suministra a la red es la misma que la de los motores diesel sustituidos, se añade un margen del 10%. Al contabilizar este margen se prevé el gasto de energía que se provoca en el propio funcionamiento de la central a través de los distintos equipos: grupos de bombeo, colocación de los heliostatos, medidores, etc. Con todo ello, los casos estudiados serán numerados del uno al cinco y quedan planteados de la siguiente forma:

Casos a estudiar	Sustituye	Potencia eléctrica (MWe)	Potencia eléctrica central (MWe)
Caso 1	Diesel 1, Diesel 3 y Diesel 4	16,88	18,568
Caso 2	Diesel 7	18,5	20,35
Caso 3	Diesel 6	24	26,4
Caso 4	Diesel 6 y Diesel 5	31,52	34,672
Caso 5	Diesel 6 y Diesel 7	42,5	46,75

Tabla 10: Casos a estudiar. Tabla de elaboración propia.

7. UBICACIÓN

Un aspecto fundamental para este tipo de centrales eléctricas consiste en encontrar un emplazamiento adecuado. La localización es importante para asegurar que se cumplen unas condiciones que hagan que la planta sea viable. Entre las condiciones más importantes se encuentran:

- Alta cantidad de radiación solar.
- Gran cantidad de horas de sol al año, es decir, predominio de los cielos despejados.
- Demanda y estructura de generación eléctrica que justifiquen la construcción de una central.
- Orografía del terreno poco accidentada para una correcta colocación de los heliostatos.
- Estabilidad política dado que se debe realizar una fuerte inversión.
- Facilidad para conseguir agua, ya que es necesaria para el funcionamiento del conjunto de la planta térmica.

7.1 RADIACIÓN SOLAR

Como se ha comentado anteriormente, la radiación solar es uno de los puntos más importantes a la hora de elegir el emplazamiento de la central.

Con el fin de comprobar si la isla de Fuerteventura sería un buen lugar para este tipo de central eléctrica, se ha realizado una comparativa entre la radiación tanto global como directa medida a lo largo de un año en la ubicación de la central Gemasolar (Sevilla) y la zona central de la isla de Fuerteventura. Se ha elegido como referencia la central Gemasolar porque fue la primera instalación explotada comercialmente con las mismas características.

Dicha comparativa ha proporcionado los siguientes datos:

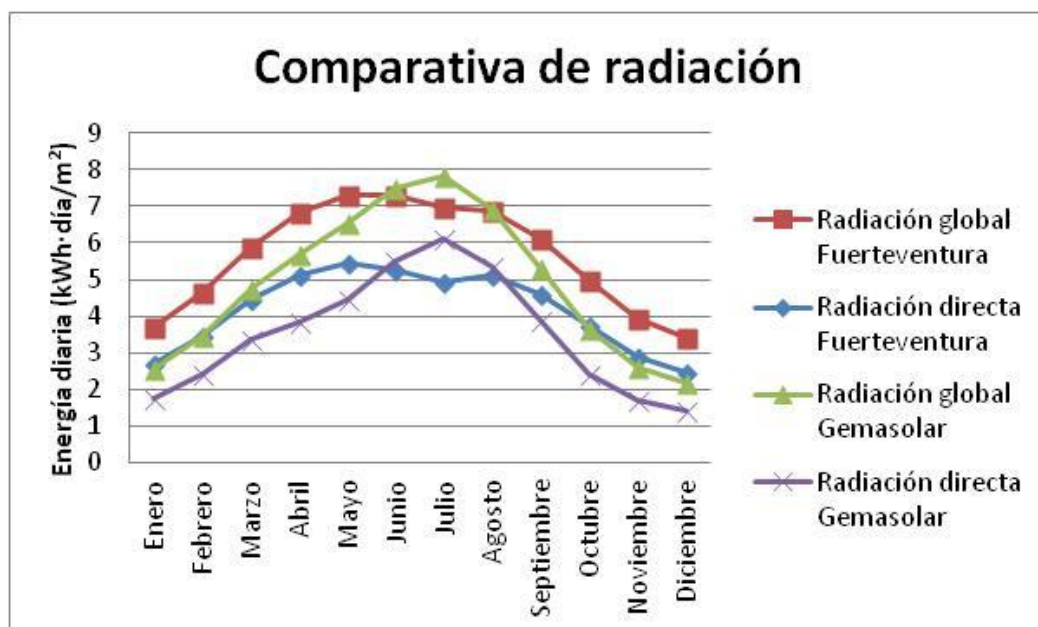


Figura 26: Comparativa de radiación. Figura de elaboración propia, datos [45]

La gráfica muestra que la radiación media diaria, tanto global como directa, de Fuerteventura es superior a la de Gemasolar, excepto en el mes de Julio. Asimismo, se comprueba que la

curva de radiación de Fuerteventura se mantiene estable a lo largo del año, lo que garantiza un amplio rango de funcionamiento a la central.

Desde el punto de vista de la radiación solar, se puede concluir que Fuerteventura es un enclave propicio para la instalación de una central de este tipo.

7.2 DEMANDA ELÉCTRICA DE FUERTEVENTURA

El estudio de la demanda de Fuerteventura se ha realizado gracias a los datos proporcionados por Red Eléctrica de España (REE). En primer lugar, se ha analizado si la curva de la demanda eléctrica a lo largo de los siete días de una semana en diferentes épocas del año era semejante. A continuación, se muestran los resultados para cada época del año:

- Demanda eléctrica en invierno:

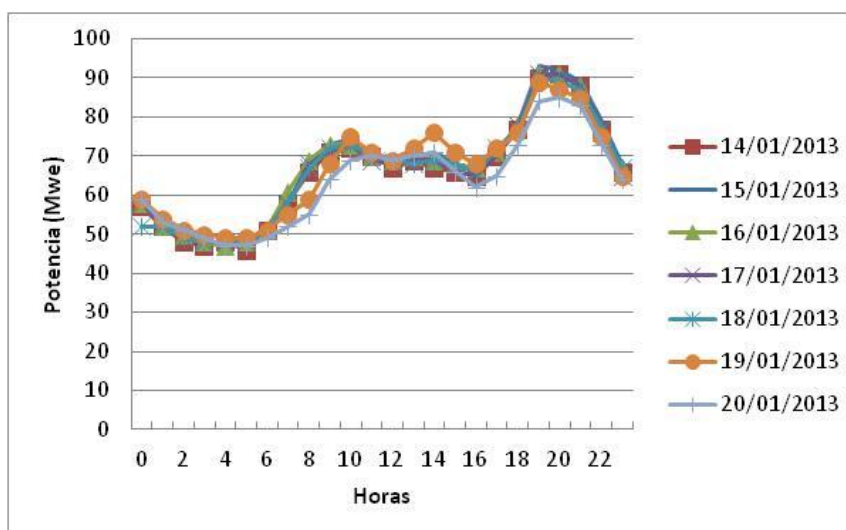


Figura 27: Demanda eléctrica enero. Figura de elaboración propia, datos [47]

- Demanda eléctrica en primavera:

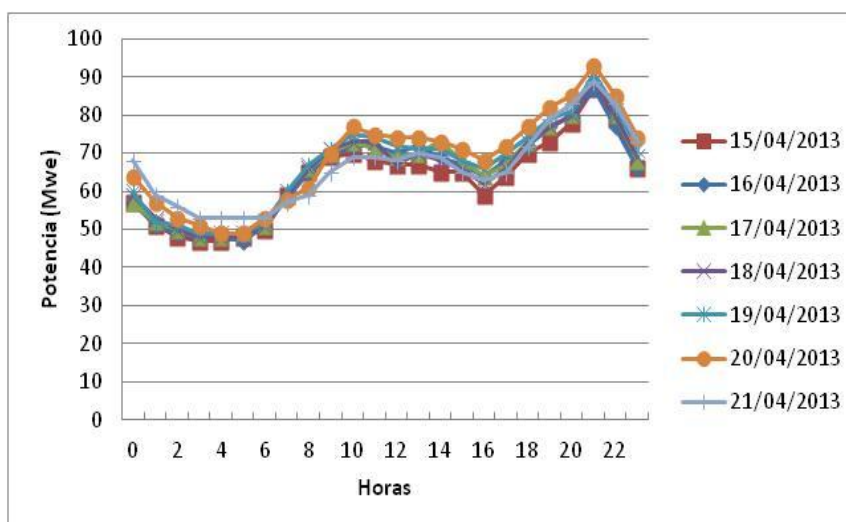


Figura 28: Demanda eléctrica abril. Figura de elaboración propia, datos [47]

- Demanda eléctrica en verano:

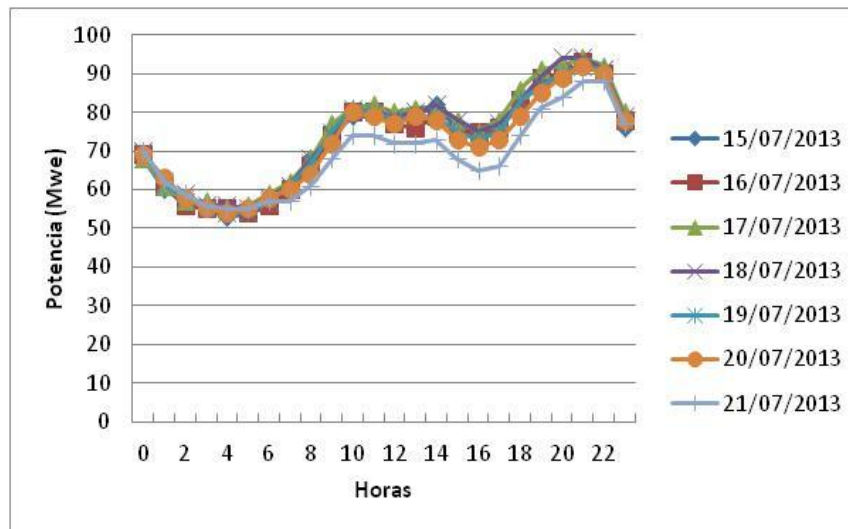


Figura 29: Demanda eléctrica julio. Figura de elaboración propia, datos [47]

- Demanda eléctrica en otoño:

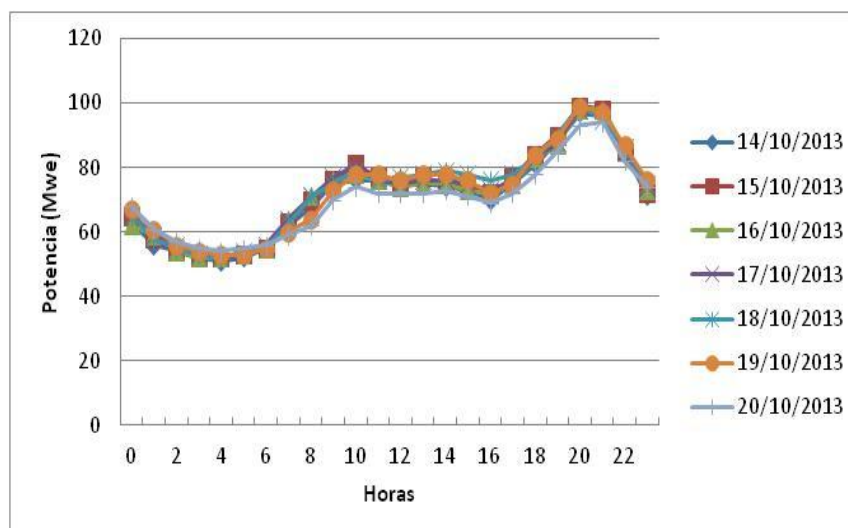


Figura 30: Demanda eléctrica octubre. Figura de elaboración propia, datos [47]

A la vista de las figuras, se puede afirmar que durante los días de una semana la demanda no sufre graves alteraciones, es decir, sigue las mismas tendencias horarias independientemente del día de la semana. Con este análisis se puede concluir que cualquiera de los días de la semana sirve como modelo representativo de lo que ocurre con la demanda eléctrica a lo largo de las horas.

El siguiente análisis que se desarrolla consiste en cuantificar la demanda de electricidad a lo largo de un día en cada uno de los meses del año. Los datos mostrados en la gráfica son la media de cada hora durante los días de una semana:

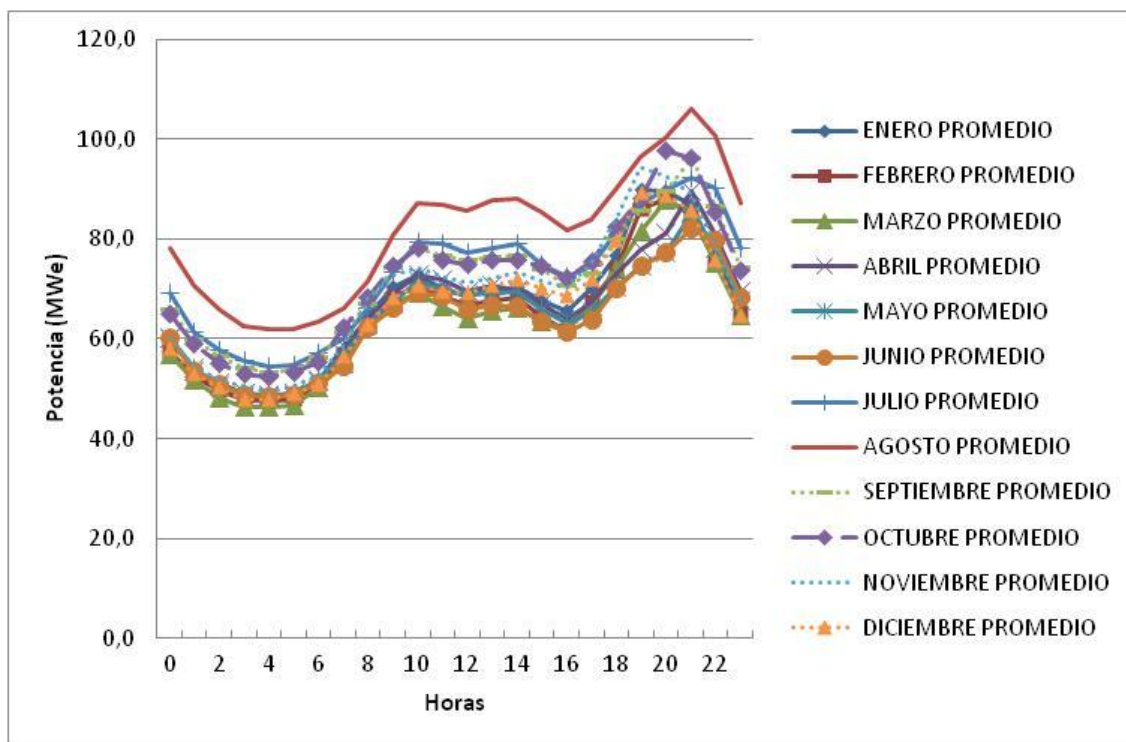


Figura 31: Demanda eléctrica mensual. Figura de elaboración propia, datos [47]

La demanda eléctrica en cada mes es sensiblemente distinta, ya que cambian las necesidades energéticas de la Isla por factores como el turismo, la meteorología, la actividad económica, etc.

Cabe destacar que en los meses estivales la demanda de energía eléctrica aumenta lo que beneficia al funcionamiento de una planta termosolar, ya que coincide con los meses con más horas de sol y mayor cantidad de radiación incidente. Otra apreciación importante se produce al observar el pico de demanda que, durante todo el año, se encuentra en el intervalo comprendido entre las 18 horas y las 21 horas aproximadamente lo que pone de manifiesto la importancia de incorporar un sistema de almacenamiento en la central que permita generar energía durante horas en las que no se capta radiación solar.

7.3 ESTRUCTURA DE GENERACIÓN

La estructura de generación en la isla de Fuerteventura se basa mayoritariamente en la central térmica de Las Salinas, la cuál aporta 108.22 megavatios eléctricos al sistema a través de motores diesel y hasta 78.36 megavatios eléctricos a través de turbinas de gas (empleadas únicamente en picos de demanda o situaciones de emergencia). La central térmica emplea combustibles fósiles para alimentar tanto los motores como las turbinas de gas, en concreto, las turbinas operan con gasóleo mientras que los motores diesel utilizan fuelóleo cuando funcionan en continuo y gasóleo durante los periodos de arranque y parada.

Por otro lado, las energías renovables también están presentes en la estructura de generación eléctrica de Fuerteventura de dos maneras: energía eólica y energía solar fotovoltaica. Sin

embargo, su presencia es mucho menor dado que la solar fotovoltaica tan solo supone unos 9 megavatios y la energía eólica supone entorno a 14.78 megavatios.

Por todo ello, la central termosolar proyectada podría ubicarse en la isla de Fuerteventura ya que supondría una forma de energía limpia y segura. Asimismo, favorecería que la isla aprovechara uno de sus mayores recursos naturales (el Sol) y no fuera tan dependiente energéticamente de los combustibles fósiles. La nueva instalación llegaría a suponer a largo plazo una rebaja de los costes de generación y reduciría las emisiones de gases contaminantes.

Por último, sería provechosa su colocación en Fuerteventura porque podría fomentar la economía local de dos formas: evitando la salida de capital destinado a pagar los combustibles y generando industria relacionado con los componentes necesarios para mantener en funcionamiento la central eléctrica.

8. CICLO RANKINE

El ciclo de potencia empleado para generar la energía eléctrica es un ciclo de vapor tipo Rankine. Para llevar a cabo el diseño del mismo, ha sido necesario hacer una serie de hipótesis sobre cada uno de los equipos térmicos e hidráulicos empleados:

- Las turbinas se considerarán adiabáticas y con un rendimiento isentrópico del 85%.
- Las bombas empleadas se supondrán adiabáticas y con un rendimiento isentrópico del 90%.
- Las válvulas de tres vías serán isoparamétricas, es decir, no separarán fase líquido de vapor.
- Tanto los mezcladores como el condensador se considerarán isobáricos.
- Los intercambiadores de calor cerrados serán isobáricos tanto en la corriente fría como en la corriente caliente.
- El intercambiador de calor abierto o desaireador se supondrá isobárico.

El ciclo ha sido diseñado para una central termosolar por lo que contiene algunas limitaciones frente a un ciclo Rankine utilizado en una central térmica convencional, por ejemplo, la temperatura máxima de funcionamiento de la sal solar empleada limita tanto la temperatura máxima del ciclo como la temperatura máxima alcanzada en el recalentamiento. Un aumento en la temperatura de recalentamiento haría necesario que circulase gran cantidad de caudal másico por el intercambiador agua-sal solar haciendo que el tamaño del equipo aumente de forma desmesurada. En cuanto a la temperatura mínima, se ha especificado como 43°C, ya que la escasez de agua en Fuerteventura hace sea necesario realizar la refrigeración del ciclo con aire; a la hora de refrigerar el aire cuenta con una eficiencia más baja y solo puede enfriar

hasta la temperatura del ambiente exterior. Respetando todas estas limitaciones el rendimiento térmico no supera 41.47%.

Las características fundamentales del ciclo se exponen en la siguiente tabla:

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CICLO RANKINE EMPLEADO	
Presión máxima	120 bar
Temperatura máxima	520°C
Presión mínima	0,0865 bar
Temperatura mínima	43 °C
Presión primer sangrado	60 bar
Presión segundo sangrado	25 bar
Presión tercer sangrado	5 bar
Presión cuarto sangrado	2 bar
Presión quinto sangrado	0,75 bar
Primer sangrado	11,60%
Segundo sangrado	5,50%
Tercer sangrado	10,50%
Cuarto sangrado	4,30%
Quinto sangrado	4,30%
Presión de recalentamiento	5 bar
Temperatura de recalentamiento	425 °C
Rendimiento térmico	41,47%

Tabla 11: Principales características del ciclo Rankine empleado. Tabla de elaboración propia.

Para tener una visión más detallada del ciclo de potencia llevado a caso, se ha elaborado un esquema del mismo haciendo uso del programa Microsoft Visio:

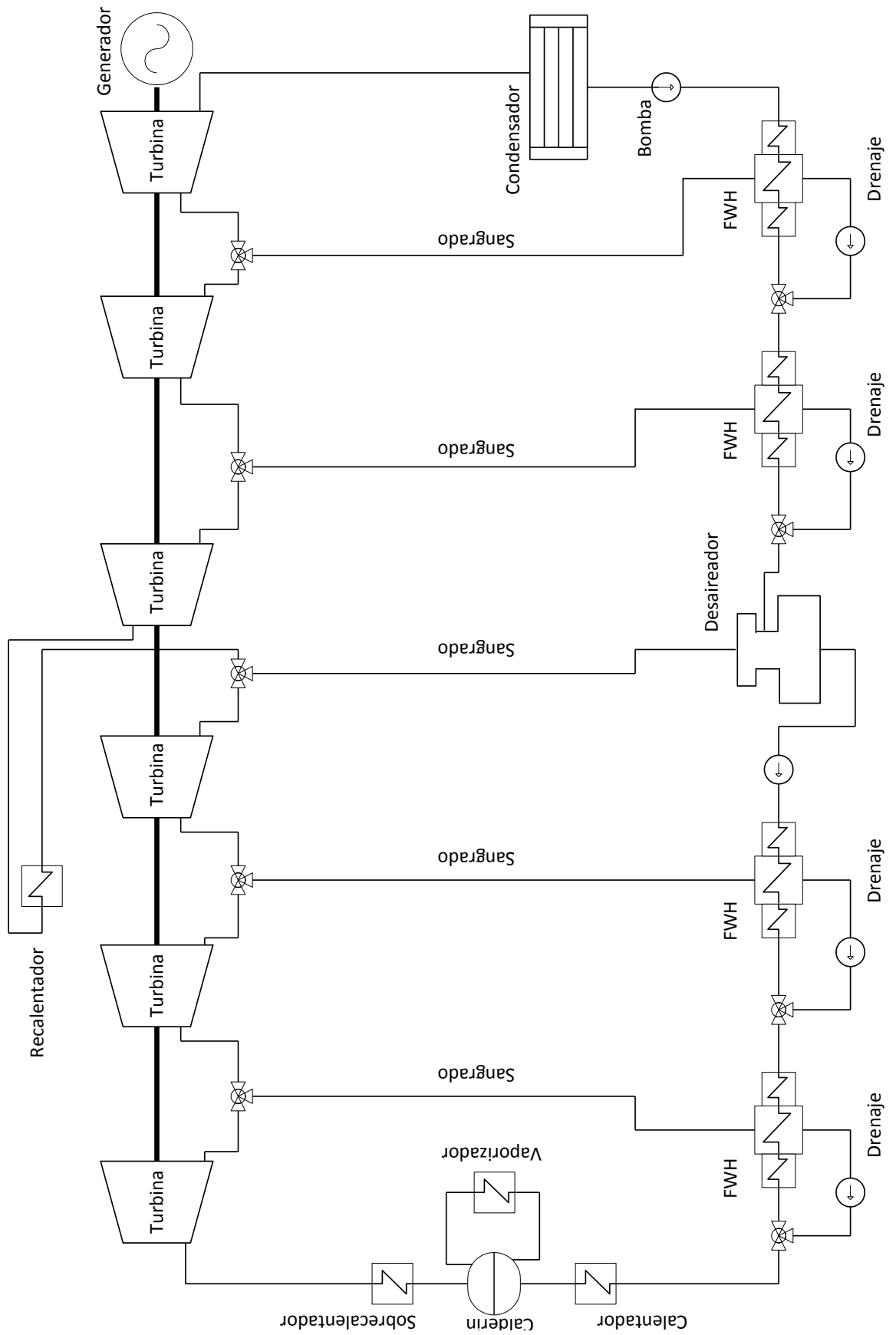


Figura 32: Esquema del ciclo de potencia. Figura de elaboración propia

Como se observa en la figura, el ciclo diseñado cuenta con cinco sangrados a diferentes presiones, siendo dirigidos cuatro de ellos a intercambiadores de calor cerrados y tan solo uno hacia un intercambiador de calor abierto (desaireador). Con el fin de poder utilizar el mismo ciclo para distintas potencias, se debe cambiar el gasto másico total que recorre los distintos equipos y el dirigido hacia cada uno de los sangrados (siendo necesario mantener los tantos por ciento de masa que se desvían en cada uno de los mismos).

Los gastos másicos utilizados para desarrollar los distintos casos son:

Casos	Gastos másicos					
	Total	Sangrado 1	Sangrado 2	Sangrado 3	Sangrado 4	Sangrado 5
Caso 1	17,14 kg/s	1,99 kg/s	0,9429 kg/s	1,80 kg/s	0,7371 kg/s	0,7371 kg/s
Caso 2	18,79 kg/s	2,18 kg/s	1,03 kg/s	1,97 kg/s	0,8079 kg/s	0,8079 kg/s
Caso 3	24,37 kg/s	2,83 kg/s	1,34 kg/s	2,56 kg/s	1,05 kg/s	1,05 kg/s
Caso 4	32,01 kg/s	3,71 kg/s	1,76 kg/s	3,36 kg/s	1,38 kg/s	1,38 kg/s
Caso 5	43,16 kg/s	5,01 kg/s	2,37 kg/s	4,53 kg/s	1,86 kg/s	1,86 kg/s

Tabla 12: Gastos másicos en el ciclo de potencia. Tabla de elaboración propia.

9. FLUIDO CALOPORTADOR DE LA CENTRAL

Se denomina fluido caloportador de la central a las sales solares utilizadas para absorber en forma de calor la radiación solar recibida en el receptor de la torre. Posteriormente, mediante grupos de bombeos la sal solar fluye hasta el intercambiador de calor donde transfiere el calor al agua del ciclo de potencia.

La sal fundida empleada en este proyecto se conoce comercialmente como Solar Salt. Dicho material se compone de una mezcla binaria formada por un 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y un 40% de nitrato de potasio (KNO_3). El intervalo de temperaturas de funcionamiento de estas sales en una central solar con tecnología de torre comprende desde los 220°C , temperatura a la cual presenta el punto de congelación, hasta los 600°C ; estos límites no deben ser superados en ningún momento durante la operación del sistema. Se ha elegido este compuesto porque es uno de los más empleados en proyectos comerciales ya existentes, por ejemplo, en la central Gemasolar.

El estudio de las propiedades de *Solar Salt* frente a las temperaturas se ha realizado gracias a los datos recabados en distintas publicaciones. A continuación, se muestran los resultados obtenidos al trabajar con estos datos:

- Densidad frente a temperatura:

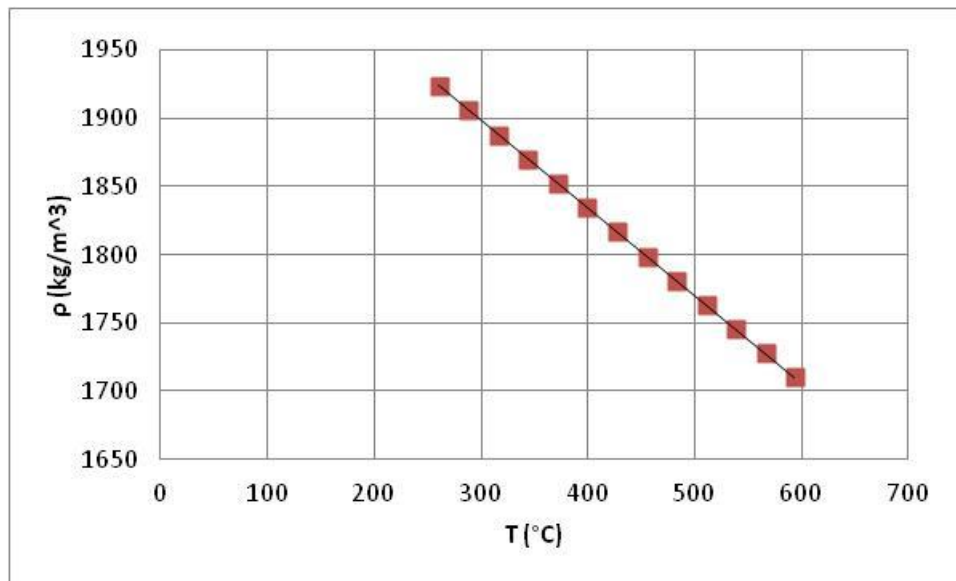


Figura 33: Densidad frente a temperatura. Figura de elaboración propia, datos [48]

La relación entre la densidad y la temperatura da como resultado la siguiente regresión lineal:

$$\rho_{[kg/m^3]} = -0.6403 \cdot T_{[^\circ C]} + 2090.2$$

- Calor específico frente a temperatura:

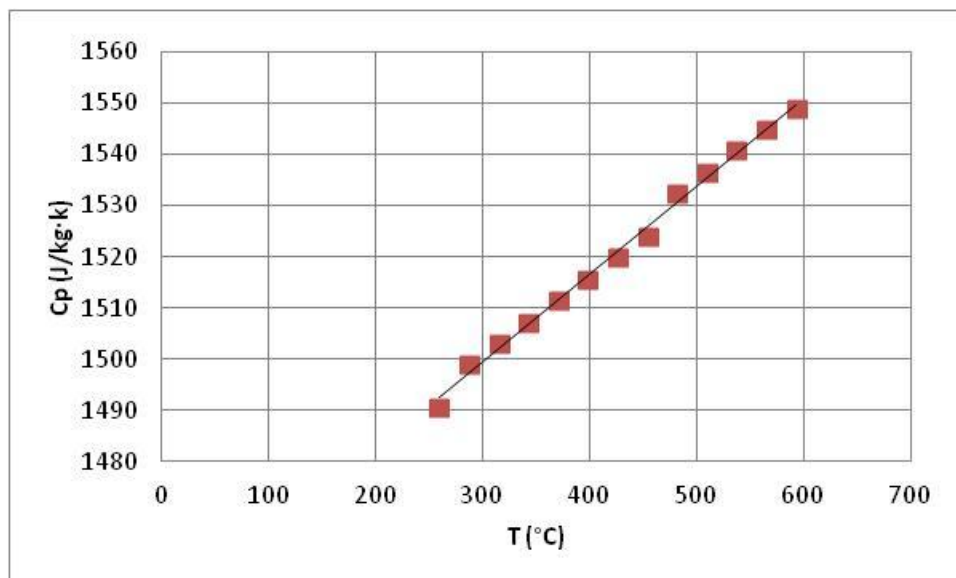


Figura 34: Calor específico frente a temperatura. Figura de elaboración propia, datos [48]

Al relacionar el calor específico con la temperatura también se observa que su evolución se corresponde con una recta que toma la siguiente forma:

$$c_{p[J/kg \cdot K]} = 0.1723 \cdot T_{[^\circ C]} + 1447.6$$

- Conductividad térmica frente a temperatura:

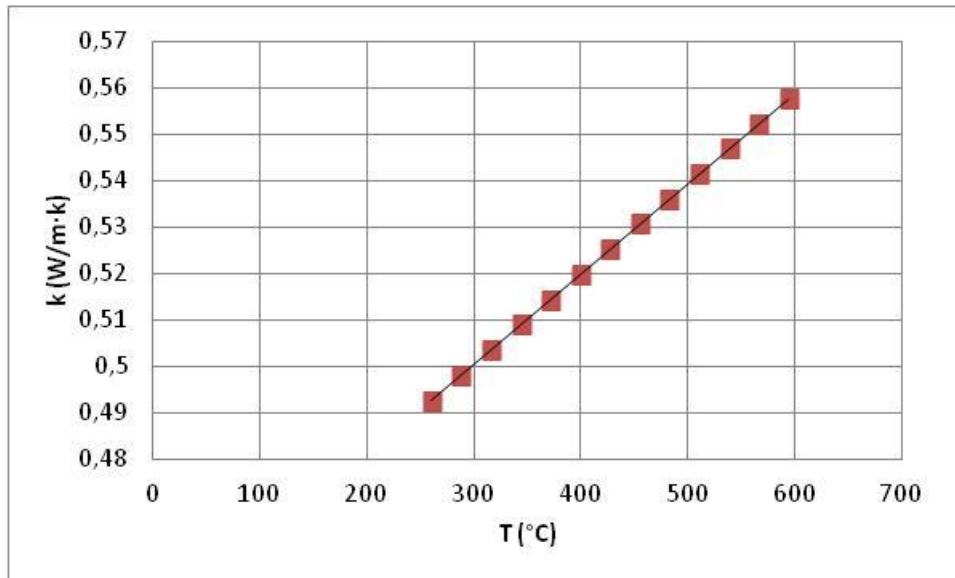


Figura 35: Conductividad térmica frente a temperatura. Figura de elaboración propia, datos [48]

Como se puede observar la conductividad térmica de la sal solar aumenta con la temperatura en función de una recta cuya fórmula a continuación se muestra:

$$k_{[W/m \cdot K]} = 0.0002 \cdot T_{[^{\circ}C]} + 0.4417$$

- Viscosidad frente a temperatura:

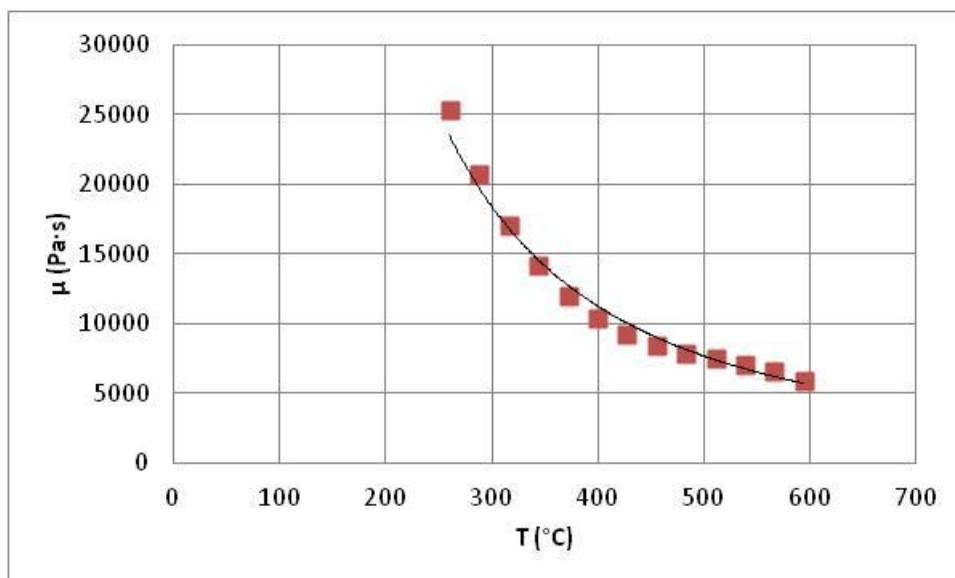


Figura 36: Viscosidad frente a temperatura. Figura de elaboración propia, datos [48]

La viscosidad no presenta relación lineal con la temperatura como los parámetros anteriores. La relación existente entre ambas variables es potencial:

$$\mu_{[Pa \cdot s]} = 3 \cdot 10^8 \cdot T_{[^{\circ}C]}^{-1.712}$$

Estas propiedades serán de gran interés cuando se realicen los cálculos necesarios para conocer el funcionamiento de la central, ya que afectan directamente a variables de operación como la masa, el dimensionado del sistema de almacenamiento o la cantidad de energía que se almacena y se transfiere desde el fluido caloportador.

10. RESULTADOS

Los siguientes apartados muestran los resultados obtenidos con el software matemático Matlab. En todos los casos, se simulará la operación de la central durante un periodo de tres días consecutivos con el fin de obtener resultados que permitan analizar el funcionamiento durante los períodos de arranques y paradas del sistema, el efecto que tendría una modificación en la radiación o la generación de distintos valores de potencia eléctrica.

En la realización del estudio, se han simulado distintos tipos de condiciones meteorológicas que modifican sustancialmente la radiación solar incidente y, con ello, el comportamiento de la central. Las condiciones meteorológicas seleccionadas son un día soleado, un día nublado o un día en el que se alternan el paso de nubes con cielos despejados. La siguiente tabla muestra los valores de radiación solar directa durante las 24 horas del día en cada condición:

Horas del día	Radiación directa (W/m ²)		
	Soleado 25/03/2014	Nublado 19/04/2014	Paso de nubes 22/03/2014
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	425	100	75
8	650	0	175
9	725	200	725
10	750	400	725
11	800	500	800
12	800	500	575
13	800	450	750
14	800	200	750
15	750	0	725
16	675	0	675
17	475	100	500
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

Tabla 13: Radiación directa. Tabla de elaboración propia, datos [49]

A su vez para realizar la modelización del funcionamiento de la central ha sido necesario realizar una serie de hipótesis:

- El ciclo de vapor tipo Rankine siempre se utilizará a plena carga y durante horas completas en cada uno de los casos estudiados.
- Se comprobará que habrá energía suficiente para trabajar durante todo una hora, en caso contrario la turbina de vapor se apagará. El cálculo necesario para conocer si habrá suficiente energía se realiza en la hora anterior.
- Las variables de entrada al sistema son la radiación solar y la potencia eléctrica generada por la central.
- Las sales solares alcanzarán durante la operación de la planta una temperatura máxima y mínima de valor 565°C y 290°C respectivamente. Independientemente de la radiación solar incidente, las sales siempre alcanzarán la temperatura máxima prefijada cuando recorran el receptor de radiación colocado en la torre.
- El número total de heliostatos con los que cuenta la central se cifra en 2650 al igual que en el proyecto de Gemasolar. La superficie efectiva supuesta de cada uno de estos heliostatos es de 115 metros cuadrados.
- Haciendo uso del trabajo fin de carrera “Factor de sombras y bloqueos para la optimización de un campo de heliostatos de una central termosolar tipo torre” elaborado por P. Barroso, se ha asignado un rendimiento medio a los heliostatos de la central de 57.4%. Este rendimiento tan bajo se debe al número de heliostatos, a los factores de sombras y bloqueos inevitables en la orientación de los mismos.
- El rendimiento del receptor de radiación situado en la torre se ha fijado en un 85% haciendo una aproximación a la tecnología actual. El límite de energía que es capaz de captar el receptor se sitúa en 120 megavatios térmicos al igual que en el proyecto Gemasolar.
- Los tanques de almacenamiento se consideran adiabáticos gracias la geometría de los mismos y a los materiales aislantes empleados en su construcción.

10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA Y HORAS DE FUNCIONAMIENTO

Este apartado abarca parámetros fundamentales, en cualquier central eléctrica que se diseñe, como son la cantidad de energía que se genera al día y las horas de funcionamiento que se consiguen gracias al sistema de almacenamiento, así como el número total de horas que funciona la central durante un día. Para alcanzar los valores máximos se supone que la meteorología permite tres días consecutivos soleados como los expuestos anteriormente.

Las siguientes figuras realizadas con el software matemático Matlab. En ellas se muestra la evolución temporal en los flujos de energía de la central, con condiciones meteorológicas óptimas, a lo largo de los tres días estudiados:

- Caso 1: Potencia generada 18.568 megavatios eléctricos

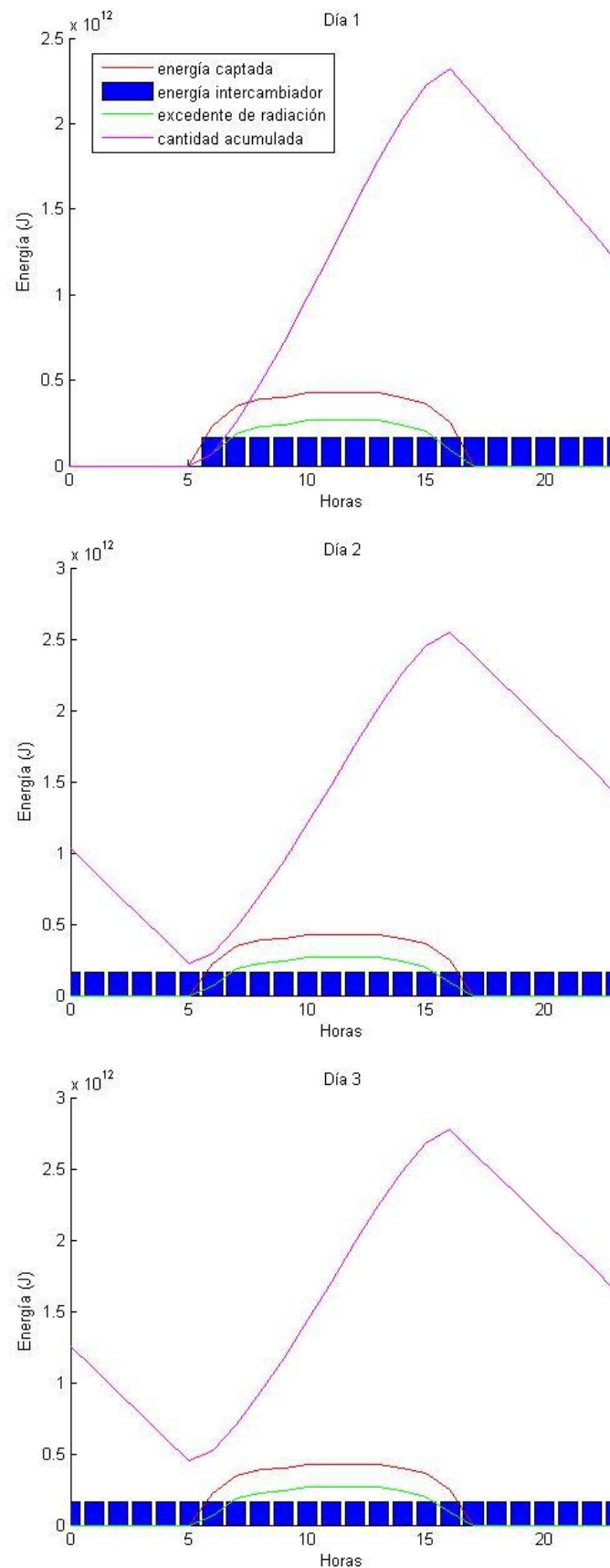


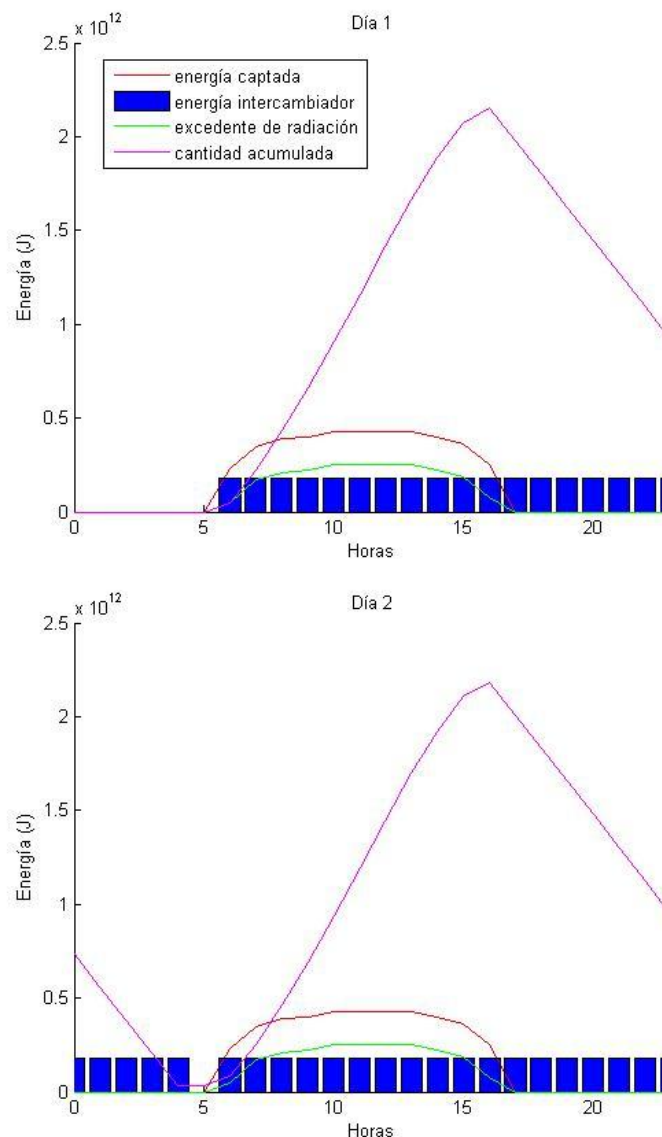
Figura 37: Caso 1 con tres días soleados. Figura de elaboración propia.

Al analizar la gráfica, se pone de manifiesto que al inicio del primer día no hay energía almacenada en el sistema de almacenamiento. Por ello, la central empieza a generar energía eléctrica a partir de las 6 de la mañana, a esta hora la energía captada en el receptor es suficiente como para hacer funcionar la turbina y comenzar a almacenar energía.

Como se puede observar, el sistema de almacenamiento acumula energía desde las 5 de la mañana hasta las 4 de la tarde, momento en el cual se tiene la máxima energía disponible en el tanque. En este caso, debido a la poca potencia eléctrica suministrada a la red, hay energía suficiente como para mantener la planta en funcionamiento, solo con el sistema de almacenamiento, desde las seis de la tarde hasta las cinco de la mañana del día siguiente.

Una vez dicho esto, solo queda añadir que tanto en el segundo como en el tercer día, el sistema de almacenamiento junto con la gran cantidad de radiación solar permite que la turbina funcione las 24 horas del día.

- Caso 2: Potencia generada 20.35 megavatios eléctricos



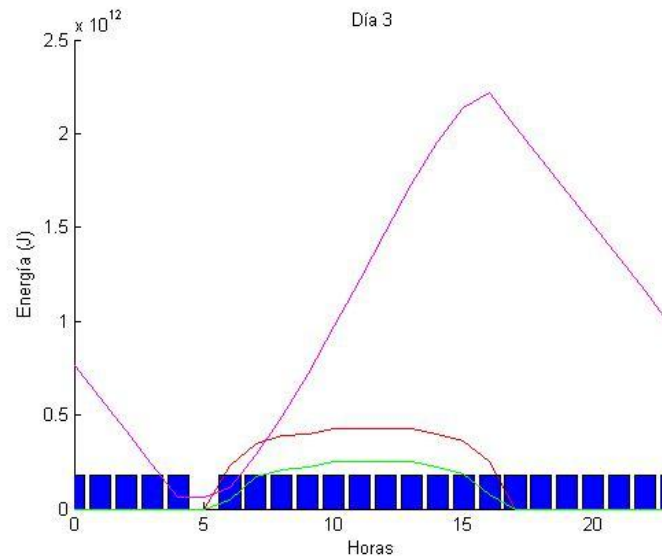


Figura 38: Caso 2 con tres días soleados. Figura de elaboración propia.

Dado la escasa variación en la potencia entre este caso y el anterior, no se aprecian grandes diferencias en la operación de la central termosolar a lo largo del tiempo; la instalación genera electricidad a partir de las 6 de la mañana, el pico de máxima energía disponible en el tanque de almacenamiento tiene lugar a las cuatro de la tarde, etc.

Una de las pocas diferencias entre ambos casos, se atisba en que la mayor potencia suministrada provoca que la planta no consiga funcionar 24 horas ininterrumpidamente en ninguno de los días. A las 5 de la mañana, la energía acumulada no supera la energía requerida por el ciclo de potencia haciendo que la turbina de vapor tenga que parar. Esta parada, no se prolonga más de una hora porque la radiación solar comienza de nuevo a cargar el sistema de almacenamiento a las 5 de la mañana.

- Caso 3: Potencia generada 26.4 megavatios eléctricos

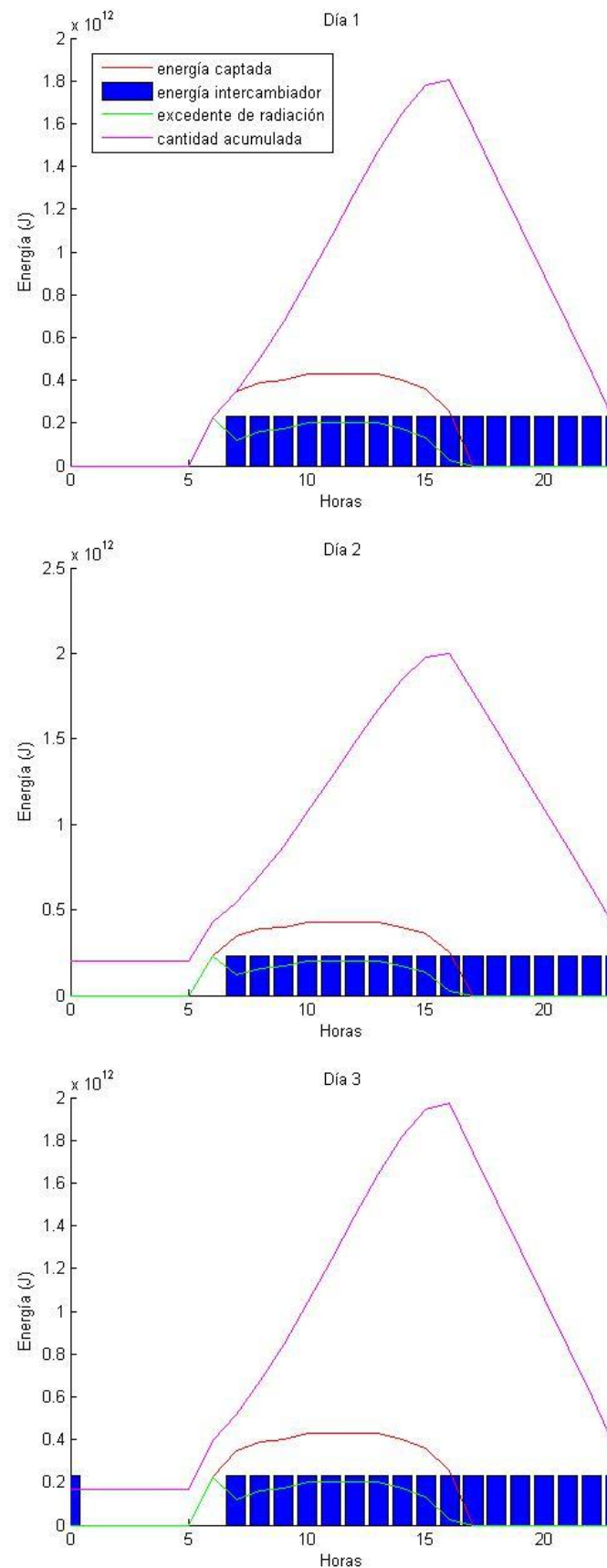


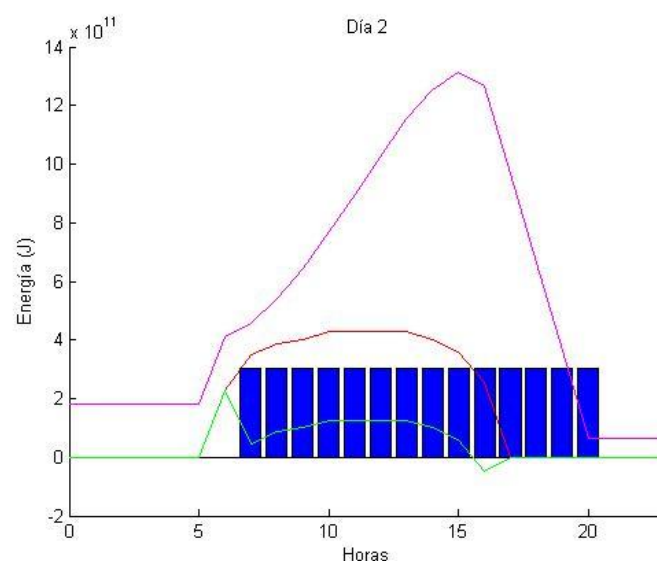
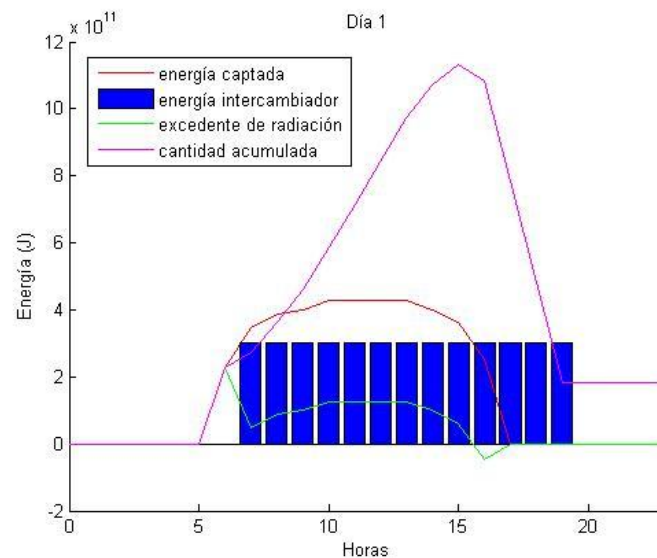
Figura 39: Caso 3 con tres días soleados. Figura de elaboración propia.

A diferencia de los casos anteriores, no se puede iniciar la producción de electricidad hasta las 7 de la mañana a lo largo de los tres días estudiados; la puesta en funcionamiento de la central se retrasa una hora debido a las mayores necesidades energéticas del ciclo de potencia. Durante las dos primeras horas en las que existe radiación solar, no se recoge suficiente energía para mover la turbina; por este motivo, lo único que se hace con esta energía es transferirla al tanque de almacenamiento para su posterior uso.

El primer día, la central opera desde las siete de la mañana hasta el final del día momento en el cual la energía acumulada en el tanque de almacenamiento caliente deja de ser suficiente para abastecer la turbina de vapor.

En los siguientes días, la central aguanta funcionando hasta el final del día y cuenta con una hora extra aprovechable a lo largo del día siguiente. Esto se debe a que el sistema de almacenamiento ya contiene una cantidad de energía no utilizada del día anterior, esta cantidad es aproximadamente $2 \cdot 10^{11}$ Julios, o lo es lo mismo 55.5 megavatios-hora.

- Caso 4: Potencia generada 34.672 megavatios eléctricos



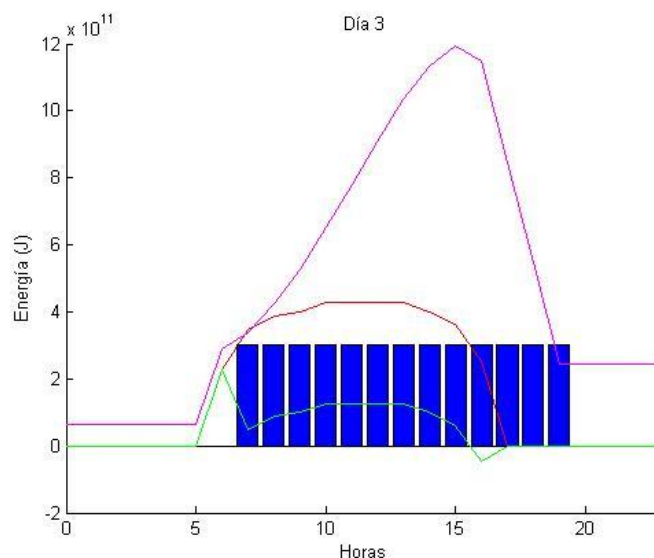


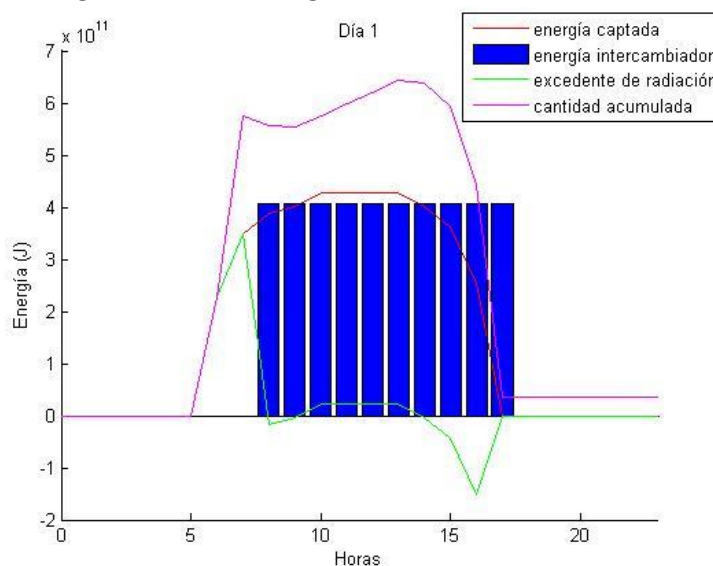
Figura 40: Caso 4 con tres días soleados. Figura de elaboración propia.

Como se observa en la figura, la diferencia entre la energía máxima captada en el receptor y la energía que requiere el intercambiador de calor sal solar-agua es pequeña; esta situación provoca que la máxima energía acumulada en el sistema de almacenamiento sea diez veces menor, respecto a la medida en los casos anteriores.

Al igual que en el caso 3, la planta no puede generar energía eléctrica antes de las 7 de la mañana. Conjuntamente, la central no se mantiene operativa más tarde de las 20 horas en ninguno de los días estudiados; esta limitación es importante porque la central dejaría de funcionar justo en el momento en que se produce el pico de demanda eléctrica en la isla de Fuerteventura.

Con este análisis, se puede concluir que esta potencia es demasiado alta para este tipo de centrales termosolares. En la actualidad, con estas condiciones de operación y con la tecnología existente no resultaría interesante hacer este diseño.

- Caso 5: Potencia generada 46.75 megavatios eléctricos



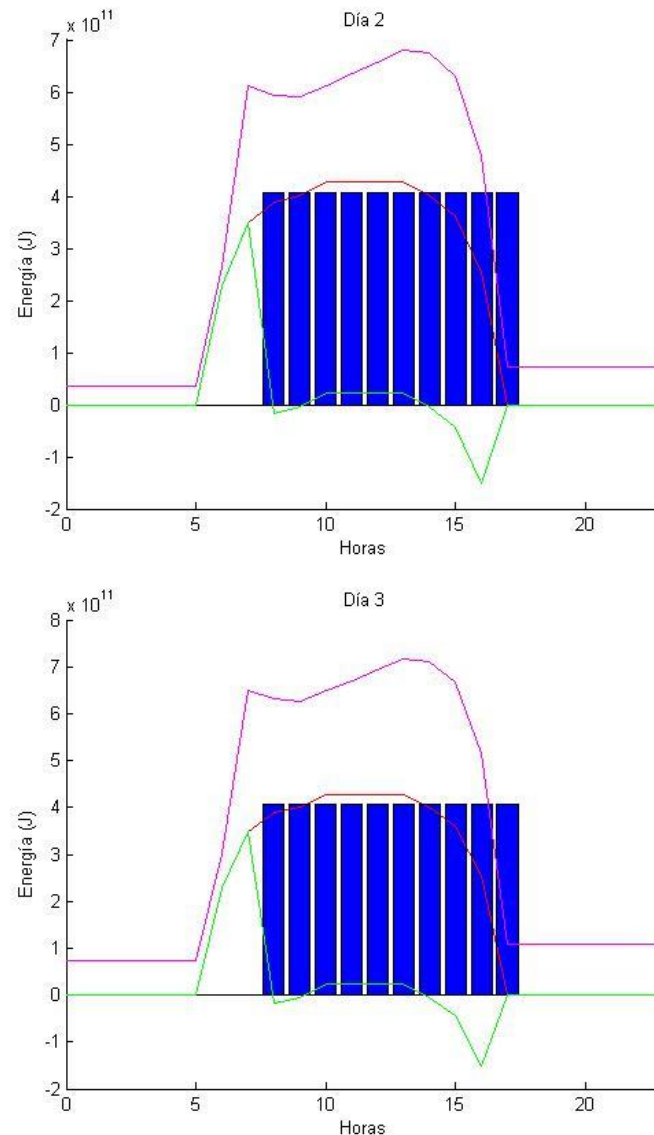


Figura 41: Caso 5 con tres días soleados. Figura de elaboración propia.

En este caso, la central termosolar cuenta con una potencia eléctrica demasiado alta; a partir de las 2 del mediodía, el abastecimiento de la turbina de vapor requiere utilizar tanto la radiación solar disponible como parte de la energía acumulada en el sistema de almacenamiento. Una vez no existe radiación solar, la central solo puede funcionar durante 1 hora al día; este resultado es insuficiente como para llevar a cabo un sistema de almacenamiento.

A la vista de los resultados, se puede afirmar que con esta potencia se ha alcanzado el límite para una central termosolar de estas características.

Una vez analizada la evolución temporal, las siguientes tablas aglutinan los resultados para cada caso estudiado:

Soleado los 3 días - Día 1			
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento
1	18,568	7	18
2	20,35	7	18
3	26,4	7	17
4	34,672	3	13
5	46,75	1	10

Soleado los 3 días - Día 2			
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento
1	18,568	13	24
2	20,35	12	23
3	26,4	7	17
4	34,672	4	14
5	46,75	1	10

Soleado los 3 días - Día 3			
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento
1	18,568	13	24
2	20,35	12	23
3	26,4	8	18
4	34,672	3	13
5	46,75	1	10

Tabla 14: Soleado los 3 días. Tabla de elaboración propia.

La suma de la energía que se podría llegar a generar por cada día de funcionamiento se muestra a continuación:

Casos	Energía eléctrica generada (MWh)			
	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
1	334,224	445,632	445,632	1225,488
2	366,3	468,05	468,05	1302,4
3	448,8	448,8	475,2	1372,8
4	450,736	485,408	450,736	1386,88
5	467,5	467,5	467,5	1402,5

Tabla 15: Energía eléctrica generada. Tabla de elaboración propia.

A la vista de los resultados, la mayor la cantidad de energía suministrada a la red se alcanza en el caso 5, con una potencia de 46.75 megavatios eléctricos. Gracias a esta potencia y a las 30 horas de funcionamiento a lo largo del periodo estudiado, se llegan a generar 1402.5 megavatios hora. En contrapartida a esto, el inconveniente que presenta este caso reside en la poca capacidad de almacenamiento, ya que en ninguno de los días el sistema de almacenamiento contiene energía para funcionar más de una hora haciendo que la central sea difícil de gestionar.

Como ya se ha expuesto anteriormente, atendiendo únicamente al sistema de almacenamiento la mejor opción sería minimizar la potencia generada, puesto que en el caso 1 se suministran 18.568 megavatios a la red dando hasta 13 horas de almacenamiento y alcanzando así uno de los objetivos del trabajo, funcionar las 24 horas del día en condiciones óptimas.

Seguramente el resto de casos sean más interesantes cuando las condiciones ambientales empeoren dado que se alcanzará un compromiso entre las horas de almacenamiento y la energía total suministrada al sistema.

10.2 TAMAÑO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La geometría de los tanques de almacenamiento determina tanto la capacidad de almacenamiento como las pérdidas de energía que tienen lugar en el mismo. Existen formas geométricas que minimizan la superficie exterior total de los tanques con lo que las pérdidas de energía igualmente se minimizan manteniendo el volumen requerido por el sistema; estos requerimientos se cumplirían a la perfección utilizando una esfera de un cierto diámetro ya que es la forma geométrica que mayor volumen alberga con la menor superficie exterior. Debido a las dificultades técnicas que entraña confeccionar una esfera de un tamaño suficientemente grande, se debe optar por una forma de revolución semejante a esta como es el cilindro.

A continuación, se muestra el proceso de cálculo para obtener las proporciones necesarias en las dimensiones del tanque:

$$Volumen = \frac{masa_{sales}}{densidad} = \pi \cdot R_{tanque}^2 \cdot h_{tanque}$$

$$Superficie = 2 \cdot \pi \cdot R_{tanque}^2 + 2 \cdot \pi \cdot R_{tanque} \cdot h_{tanque}$$

Sustituyendo la expresión del volumen en la definición de la superficie exterior resulta:

$$Superficie = 2 \cdot \pi \cdot R_{tanque}^2 + \frac{2 \cdot Volumen}{R_{tanque}}$$

Para calcular el mínimo de la función de la superficie exterior es necesario realizar la derivada en función del radio:

$$\frac{dSuperficie}{dR_{tanque}} = 4 \cdot \pi \cdot R_{tanque} - \frac{2 \cdot Volumen}{R_{tanque}^2}$$

Igualando la derivada a cero y despejando el radio se calcula la expresión que relaciona el radio mínimo con el volumen:

$$\frac{dSuperficie}{dR_{tanque}} = 0$$

$$R_{tanque} = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot Volumen}{4 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{\frac{Volumen}{2 \cdot \pi}}$$

Una vez se calcula el radio mínimo, se puede calcular la altura y el diámetro que deben tener los tanques de almacenamiento de sales solares para que la superficie exterior sea mínima:

$$Diámetro = 2 \cdot R_{tanque}$$

$$h_{tanque} = \frac{Volumen}{\pi \cdot R_{tanque}^2} = \frac{masa_{sales}}{\pi \cdot R_{tanque}^2 \cdot densidad}$$

Haciendo uso del proceso de cálculo mostrado anteriormente, se han obtenido los siguientes resultados para cada caso analizado:

Tamaño del tanque frío		
Casos	Altura (m)	Diámetro (m)
1	16,958	16,958
2	15,732	15,732
3	15,21	15,21
4	13,218	13,218
5	10,796	10,796

Tabla 16: Tamaño del tanque frío. Tabla de elaboración propia.

Tamaño del tanque caliente		
Casos	Altura (m)	Diámetro (m)
1	17,516	17,516
2	16,249	16,249
3	15,71	15,71
4	13,652	13,652
5	11,151	11,151

Tabla 17: Tamaño del tanque caliente. Tabla de elaboración propia.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que el cilindro necesario, para conseguir que la superficie exterior de los tanques de almacenamiento sea mínima, debe tener la misma altura que diámetro. En todos los casos, el tanque caliente es de mayor tamaño que el tanque frío debido a que la densidad disminuye con la temperatura, lo que provoca que se requiera un mayor volumen para albergar la misma cantidad de sales. Durante el proceso de cálculo, se ha añadido un factor de seguridad de un 10% en cada tanque para evitar problemas de dilatación de las sales por subidas no deseadas de la temperatura.

En cuanto a las horas de almacenamiento, se puede extraer la relación de que a mayor número de horas de almacenamiento mayor es el tamaño del tanque requerido. Debido a esta

relación, aumentar las horas de almacenamiento no siempre será positivo, ya que implicará mayor inversión en la construcción del sistema de almacenamiento y no se traducirá en una mejora sustancial en la cantidad de energía generada.

10.3 CONDICIONES CAMBIANTES DE RADIACIÓN

Con el fin de realizar un estudio exhaustivo, en este apartado se pretende analizar el comportamiento de la central eléctrica bajo parámetros de radiación que no sean los óptimos a lo largo de tres días consecutivos. Para llevar a cabo este propósito, la única modificación realizada en el proceso de cálculo consiste en variar los datos de radiación incidente ajustándonos a los tipos de días mencionados en apartados anteriores:

Condiciones	Meteorología
Condiciones 1	Soleado-Nublado-Soleado
Condiciones 2	Nublado los 3 días
Condiciones 3	Paso de nubes-Soleado-Soleado
Condiciones 4	Soleado-Paso de nubes-Soleado
Condiciones 5	Nublado-Soleado-Soleado

Tabla 18: Condiciones y meteorología. Tabla de elaboración propia.

Aplicando cada una de las condiciones meteorológicas de la tabla anterior se obtienen los siguientes resultados:

- Condiciones 1:

Soleado-Nublado-Soleado-Día 1				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	7	18	334,224
2	20,35	7	18	366,3
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	3	13	450,736
5	46,75	1	10	467,5

Soleado-Nublado-Soleado-Día 2				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	8	15	278,52
2	20,35	7	12	244,2
3	26,4	2	6	158,4
4	34,672	0	4	138,688
5	46,75	1	3	140,25

Soleado-Nublado-Soleado-Día 3				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	7	18	334,224
2	20,35	7	18	366,3
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	4	14	485,408
5	46,75	1	10	467,5

Tabla 19: Soleado-Nublado-Soleado. Tabla de elaboración propia.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que a partir de 26.4 megavatios eléctricos, las horas de almacenamiento durante un día nublado se merman a tal punto que hace poco gestionable la producción de energía. Además, afecta significativamente a la cantidad de energía generada, ya que la central no llega a funcionar más de 6 horas a lo largo de ese día.

Al realizar la simulación de un día nublado, se observa que los mejores resultados se logran para la menor de las potencias estudiadas debido a que se almacena energía suficiente para 8 horas de funcionamiento. Gracias a esta capacidad de almacenamiento, la central llega a trabajar durante un periodo de 15 horas a plena carga.

Haciendo foco en los días soleados, los casos 1, 2 y 3 presentan prácticamente los mismos resultados al analizar las horas que la central está generando energía. Por ello, resulta interesante generar la máxima potencia posible, es decir, 26.4 megavatios eléctricos durante 17 horas al día.

- Condiciones 2:

Nublado los 3 días-Día 1				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	3	8	148,544
2	20,35	2	7	142,45
3	26,4	1	5	132
4	34,672	1	4	138,688
5	46,75	1	3	140,25

Nublado los 3 días-Día 2				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	3	8	148,544
2	20,35	2	7	142,45
3	26,4	1	6	158,4
4	34,672	0	4	138,688
5	46,75	0	3	140,25

Nublado los 3 días-Día 3				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	2	8	148,544
2	20,35	3	8	162,8
3	26,4	1	6	158,4
4	34,672	1	5	173,36
5	46,75	0	3	140,25

Tabla 20: Nublado los 3 días. Tabla de elaboración propia.

La simulación consistente en 3 días nublados consecutivos pone de manifiesto el escaso rendimiento de la central en estas condiciones para todas las potencias estudiadas. Tan solo con valores menores a 21 megavatios eléctricos se consigue estabilidad en el suministro de energía a la red eléctrica, debido a que el sistema de almacenamiento en el resto de casos no llega a funcionar durante los tres días. Esta situación provoca que no se pueda reaccionar ante los cambios en la demanda del sistema y sea muy difícil gestionar la producción de energía.

Las diferencias que se aprecian entre el periodo aquí estudiado y el estudiado con condiciones óptimas son significativas. Con condiciones climatológicas adversas, la energía máxima generada en cualquiera de los tres días apenas supone un 35% de la energía máxima que se logra generar en las condiciones óptimas, lo que pone de manifiesto la relevancia de la climatología para este tipo de centrales.

A la vista de los resultados, si estas condiciones meteorológicas se repitieran de forma habitual en la ubicación seleccionada, sería necesario valorar otras tecnologías para la generación de energía eléctrica dado que la inversión requerida no se estaría aprovechando.

- Condiciones 3:

Paso de nubes-Soleado-Soleado-Día 1				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	7	16	297,088
2	20,35	7	16	325,6
3	26,4	6	15	396
4	34,672	2	11	381,392
5	46,75	1	8	374

Paso de nubes-Soleado-Soleado-Día 2				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	12	23	427,064
2	20,35	10	21	427,35
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	4	14	485,408
5	46,75	1	10	467,5

Paso de nubes-Soleado-Soleado-Día 3				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	13	24	445,632
2	20,35	12	23	468,05
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	3	13	450,736
5	46,75	0	10	467,5

Tabla 21: Paso de nubes-Soleado-Soleado. Tabla de elaboración propia.

En este caso se pretende analizar de que manera afecta el paso de nubes a este tipo de centrales termosolares. Como se puede observar, el paso de nubes supone una alteración leve en todas las potencias estudiadas puesto que no afecta al sistema de almacenamiento y solo supone una pérdida de 2 horas de trabajo respecto de un día con cielo completamente despejado.

En estas condiciones de paso de nubes, el caso 3 es el que mejores resultados ofrece debido a que no varían siquiera las horas de almacenamiento respecto de los resultados obtenidos con condiciones óptimas de radiación solar. El interés de este caso reside en la gran estabilidad del sistema de almacenamiento, ya que consigue tanto que la central funcione durante 15 horas a plena carga como que sea gestionable ante los cambios en la demanda de energía eléctrica.

A la vista de los resultados, se puede afirmar que la consecución de dos días soleados hace que la planta recupere los valores óptimos de generación de energía y de horas de funcionamiento; llegando a funcionar durante las 24 horas del día con la potencia más baja.

- Condiciones 4:

Soleado-Paso de nubes-Soleado-Día 1				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	7	18	334,224
2	20,35	7	18	366,3
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	3	13	450,736
5	46,75	1	10	467,5

Soleado-Paso de nubes-Soleado-Día 2				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	13	23	427,064
2	20,35	12	21	427,35
3	26,4	5	15	396
4	34,672	3	12	416,064
5	46,75	1	8	374

Soleado-Paso de nubes-Soleado-Día 3				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	12	23	427,064
2	20,35	10	21	427,35
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	3	13	450,736
5	46,75	0	10	467,5

Tabla 22: Soleado- Paso de nubes-Soleado. Tabla de elaboración propia.

La simulación de este apartado consiste en el paso de nubes precedido de un día soleado lo que provoca que se alcancen resultados distintos a los del apartado anterior. En estas condiciones climatológicas el efecto de la disminución en la radiación, no tiene influencia en el comportamiento de la central gracias al sistema de almacenamiento. Cabe destacar que las alteraciones en la radiación perturban en mayor medida a los casos con potencias más elevadas.

- Condiciones 5:

Nublado-Soleado-Soleado-Día 1				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	3	8	148,544
2	20,35	2	7	142,45
3	26,4	1	5	132
4	34,672	1	4	138,688
5	46,75	1	3	140,25

Nublado-Soleado-Soleado-Día 2				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	7	18	334,224
2	20,35	7	18	366,3
3	26,4	7	17	448,8
4	34,672	3	13	450,736
5	46,75	1	10	467,5

Nublado-Soleado-Soleado-Día 3				
Casos	Potencia eléctrica (MWe)	Horas de almacenamiento	Horas de funcionamiento	Energía eléctrica generada (MWh)
1	18,568	13	24	445,632
2	20,35	12	23	468,05
3	26,4	8	18	475,2
4	34,672	4	14	485,408
5	46,75	1	10	467,5

Tabla 23: Nublado-Soleado-Soleado. Tabla de elaboración propia.

Al realizar este estudio lo que se pretende conocer es el efecto que tiene durante los siguientes días la existencia de un día nublado.

A lo largo del día nublado, los datos de generación de energía suponen aproximadamente un 40% de lo que se podría llegar a generar en condiciones óptimas. El sistema de almacenamiento tiene poca influencia sobre los resultados dado que la central no capta energía suficiente para provocar el movimiento de la turbina y almacenar energía en forma de calor en los tanques.

Conjuntamente con lo expuesto en análisis anteriores, se puede afirmar que el periodo de tiempo que ha de transcurrir para recuperar el máximo rendimiento de la central son dos días, siempre y cuando en ambos se cuente con las condiciones óptimas de operación.

10.4 ENERGÍA TOTAL GENERADA

El parámetro más importante para poder comparar los distintos casos analizados es la energía total generada a lo largo del periodo estudiado. En la siguiente tabla se muestran los valores en megavatios hora:

	Casos	Energía total generada (MWh)
Soleado los 3 días	1	1225,488
	2	1302,4
	3	1372,8
	4	1386,88
	5	1402,5
Soleado-Nublado-Soleado	1	946,968
	2	976,8
	3	1056
	4	1074,832
	5	1075,25
Nublado los 3 días	1	445,632
	2	447,7
	3	448,8
	4	450,736
	5	420,75
Paso de nubes-Soleado-Soleado	1	1169,784
	2	1221
	3	1293,6
	4	1317,536
	5	1309
Soleado-Paso de nubes-Soleado	1	1188,352
	2	1221
	3	1293,6
	4	1317,536
	5	1309
Nublado-Soleado-Soleado	1	928,4
	2	976,8
	3	1056
	4	1074,832
	5	1075,25

Tabla 24: Energía total generada. Tabla de elaboración propia.

Los resultados confirman que las condiciones óptimas de operación, para todas las potencias planteadas, se alcanzan cuando se suceden los días soleados. En estos días, los valores de radiación solar incidente son lo suficientemente altos como para garantizar el funcionamiento de la turbina y almacenar energía al mismo tiempo.

Como era de esperar, los peores resultados se obtienen cuando la central funciona durante tres días con meteorología adversa (cielo nublado). Queda patente que solo se logra generar en torno a un tercio de la capacidad máxima de la planta. No obstante, los mejores resultados con escasa radiación solar se consiguen en el intervalo entre 20 y 35 megavatios eléctricos dado que se alcanza un equilibrio entre las horas de funcionamiento y la potencia eléctrica suministrada.

Por otro lado, el efecto de un día con paso de nubes es poco significativo sobre la generación de energía eléctrica, puesto que en el cómputo global de los tres días analizados esta circunstancia se compensa gracias al sistema de almacenamiento diseñado.

La existencia de un solo día con condiciones desfavorables de radiación, es decir, la presencia de un día nublado dentro del periodo planteado, afecta a la energía eléctrica generada de forma negativa. Dichas condiciones llegan incluso a suponer una disminución en torno al 25% del total de energía que se generaría con condiciones óptimas de radiación.

10.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Un factor importante a tener en cuenta en un sistema térmico son las pérdidas de energía provocados por el hecho de trabajar a una temperatura mayor que la del ambiente. En este caso, las mayores pérdidas de energía se localizan en los tanques de almacenamiento.

Sin embargo para minimizar las pérdidas de energía, se aíslan térmicamente de tal forma que los tanques de almacenamiento se pueden considerar casi adiabáticos, gracias a los materiales aislantes que existen en la actualidad. Con el fin de poder contabilizar las pérdidas de energía que tienen lugar en los tanques, se ha empleado la fórmula empírica que aparece a continuación:

$$q_{loss}[kW/m^2] = 0.00017 \cdot T_{salt}[^{\circ}C] + 0.012 \quad [51]$$

El empleo de esta fórmula junto con otros datos como temperaturas, superficie exterior de los tanques, etc. permite contabilizar tanto las pérdidas de energía que tienen lugar en los tanques de almacenamiento, como el número de días que aguanta la sal solar sin solidificarse dentro del tanque frío. La temperatura límite que se ha fijado para evitar la solidificación de las sales solares es de 260°C. Este dato es bastante conservador, ya que el punto de solidificación se alcanza a la temperatura de 220°C. Es importante conocer el tiempo que aguantan las sales sin solidificar por motivos de seguridad ante un eventual período de falta de radiación solar, ante un mantenimiento que no permitiera al sistema seguir funcionando o ante una avería grave en la central.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para el tanque a menor temperatura:

Casos	Pérdidas de energía en el tanque frío (MWh)	Tiempo sin solidificar (días)
1	0,0692	49,8
2	0,0596	46,2
3	0,0557	44,7
4	0,0421	38,8
5	0,0281	31,7

Tabla 25: Pérdidas de energía y tiempo sin solidificar. Tabla de elaboración propia.

Efectivamente, tal y como muestran los resultados, se comprueba la hipótesis de que los tanques de almacenamiento son prácticamente adiabáticos. Las pérdidas de energía son mayores en los casos con menor potencia dado que, como se vio anteriormente, requieren de un mayor tamaño provocando que la superficie exterior en contacto con el ambiente aumente.

Por otro lado, se observa que el tanque frío se mantiene a una temperatura por encima de la fijada como límite (260°C) de 4 a 7 semanas dependiendo del tamaño de los tanques. A la vista del tiempo calculado, se puede afirmar que el sistema de almacenamiento resiste ante cualquier imprevisto en la radiación solar. No obstante, sería necesario incluir un sistema auxiliar de seguridad empleado para calentar las sales en caso de necesidad y, con ello, evitar la solidificación. Este sistema es necesario debido a los graves efectos que tendría la solidificación de las sales en el interior de la instalación.

11. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL

El estudio medioambiental realizado en este trabajo, está basado en el análisis de las emisiones de contaminantes provocados en la combustión de la actual Central Diesel Las Salinas (Fuerteventura). Los resultados obtenidos se centrarán en los siguientes contaminantes: dióxido de carbono, óxido nitroso, óxidos de nitrógeno, partículas, óxidos de azufre, compuestos de zinc y compuestos de níquel.

En primer lugar, es necesario aclarar que el combustible empleado en la central de Puerto del Rosario (Fuerteventura), cuando los motores diesel están funcionando de forma continua, es Fuelóleo con bajo contenido en azufre (menor del 1%). Para realizar este estudio, se ha tomado como referencia el combustible conocido comercialmente como Fuelóleo Nº1 BIA proporcionado por empresas fabricantes como Repsol o Cepsa. Se obtiene a partir de la destilación del petróleo y las especificaciones sobre las que hay que prestar especial atención son la viscosidad y el contenido en azufre. A continuación, se presentan las características principales del combustible:

	Unidades de medida	Valor mínimo	Valor máximo
Color	-	Negro	
Azufre	% en peso	-	1
Viscosidad cinemática a 50°C	mm ² /s	-	380
Viscosidad cinemática a 100°C	mm ² /s	-	25
Punto de Inflamación	°C	65	-
Poder Calorífico Superior	MJ/kg	42,29	-
Poder Calorífico Inferior	MJ/kg	40,19	-

Tabla 26: Especificaciones Fuelóleo Nº1 BIA. Tabla de elaboración propia, datos [53] y [54]

Este combustible está indicado especialmente para usos industriales debido a su alto poder calorífico y su alto rendimiento durante el proceso de combustión. Además, cuenta con aditivos que permiten proteger los equipos y reducir las emisiones de productos inquemados. Al igual que el resto de combustibles comercializados en España, sus características deben cumplir los requisitos establecidos en el Real Decreto 61/2006 de 31 de enero de 2006.

En materia de contaminación, los cálculos realizados requieren conocer la cantidad de contaminantes que se produjeron durante el funcionamiento de la central térmica a lo largo de un año y las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía. Haciendo uso de estos datos se pueden calcular la cantidad de contaminantes que produce el combustible durante el proceso de combustión:

Emisiones del combustible Fuelóleo Nº1 BIA	
Contaminante	Valores (kg/KWh)
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,283
Óxido nitroso (N ₂ O)	0,000013
Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	0,0038
Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	0,00066
Níquel y compuestos (Ni)	0,0000014
Zinc y compuestos (Zn)	0,00000034
Partículas (PM ₁₀)	0,000050

Tabla 27: Emisiones Fuelóleo Nº1 BIA. Tabla de elaboración propia, datos [51] y [53]

Una vez hechas las aclaraciones sobre el combustible, se recuerda que uno de los objetivos perseguidos en este proyecto es sustituir, mediante una central termosolar, algunos de los equipos generadores de energía eléctrica de la actual Central Diesel Las Salinas (Fuerteventura). En las siguientes tablas, se procede a presentar las emisiones que se reducirían con la puesta en funcionamiento de la nueva central termosolar proyectada para las distintas potencias estudiadas:

CASO 1	Emisiones contaminantes eliminadas (kg)				
	Contaminante	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
	Dióxido de carbono (CO ₂)	94585,39	126113,86	126113,86	346813,10
	Óxido nitroso (N ₂ O)	4,43	5,91	5,91	16,26
	Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	1276,77	1702,36	1702,36	4681,50
	Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	219,05	292,07	292,07	803,18
	Níquel y compuestos (Ni)	0,45	0,60	0,60	1,66
	Zinc y compuestos (Zn)	0,11	0,15	0,15	0,41
	Partículas (PM ₁₀)	16,73	22,30	22,30	61,33

Tabla 28: Emisiones eliminadas caso 1. Tabla de elaboración propia.

CASO 2	Emisiones contaminantes eliminadas (kg)				
	Contaminante	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
	Dióxido de carbono (CO ₂)	103662,90	132458,15	132458,15	368579,20
	Óxido nitroso (N ₂ O)	4,86	6,21	6,21	17,28
	Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	1399,31	1788,00	1788,00	4975,31
	Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	240,07	306,76	306,76	853,59
	Níquel y compuestos (Ni)	0,50	0,63	0,63	1,76
	Zinc y compuestos (Zn)	0,12	0,16	0,16	0,44
	Partículas (PM ₁₀)	18,33	23,42	23,42	65,18

Tabla 29: Emisiones eliminadas caso 2. Tabla de elaboración propia.

CASO 3	Emisiones contaminantes eliminadas (kg)				
	Contaminante	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
	Dióxido de carbono (CO ₂)	127010,40	127010,40	134481,60	388502,40
	Óxido nitroso (N ₂ O)	5,95	5,95	6,30	18,21
	Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	1714,46	1714,46	1815,32	5244,25
	Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	294,14	294,14	311,45	899,73
	Níquel y compuestos (Ni)	0,61	0,61	0,64	1,86
	Zinc y compuestos (Zn)	0,15	0,15	0,16	0,46
	Partículas (PM ₁₀)	22,46	22,46	23,78	68,71

Tabla 30: Emisiones eliminadas caso 3. Tabla de elaboración propia.

CASO 4	Emisiones contaminantes eliminadas (kg)				
	Contaminante	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
	Dióxido de carbono (CO ₂)	127558,29	137370,46	127558,29	392487,04
	Óxido nitroso (N ₂ O)	5,98	6,44	5,98	18,40
	Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	1721,86	1854,31	1721,86	5298,03
	Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	295,41	318,14	295,41	908,96
	Níquel y compuestos (Ni)	0,61	0,66	0,61	1,87
	Zinc y compuestos (Zn)	0,15	0,16	0,15	0,47
	Partículas (PM ₁₀)	22,56	24,29	22,56	69,41

Tabla 31: Emisiones eliminadas caso 4. Tabla de elaboración propia.

CASO 5	Emisiones contaminantes eliminadas (kg)				
	Contaminante	Día 1	Día 2	Día 3	TOTAL
	Dióxido de carbono (CO ₂)	132302,50	132302,50	132302,50	396907,50
	Óxido nitroso (N ₂ O)	6,20	6,20	6,20	18,61
	Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	1785,90	1785,90	1785,90	5357,70
	Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	306,40	306,40	306,40	919,20
	Níquel y compuestos (Ni)	0,63	0,63	0,63	1,90
	Zinc y compuestos (Zn)	0,16	0,16	0,16	0,47
	Partículas (PM ₁₀)	23,40	23,40	23,40	70,19

Tabla 32: Emisiones eliminadas caso 5. Tabla de elaboración propia.

Tal y como se puede observar en las tablas de resultados, el contaminante generado en mayor cantidad durante la combustión es el dióxido de carbono. A lo largo de los tres días estudiados, se podría dejar de generar una cantidad cercana a los 360000 kilogramos dependiendo de la potencia eléctrica de la instalación solar. Este gas está presente en la atmósfera terrestre de forma natural y es uno de los principales causantes del efecto invernadero. Asimismo, hay estudios que consideran el aumento en las emisiones de dióxido de carbono registrada en los últimos años, por culpa del uso mayoritario de combustibles fósiles, como causa del cambio climático y del incremento de la temperatura media del planeta.

Por otro lado, tanto los óxidos de nitrógeno como los óxidos de azufre resultantes de la combustión son perjudiciales para la salud de los seres vivos, ya que son tóxicos y producen efectos irritantes en la piel y las vías respiratorias. Además, en relación con el medioambiente producen efectos de acidificación del terreno, lluvia ácida o smog fotoquímico. Funcionando con condiciones óptimas de operación, la central proyectada reduciría en torno a 1700 kilogramos de óxidos de nitrógeno y 260 kilogramos de óxidos de azufre en un solo día.

Al igual que con el resto de contaminantes, destacar que la presencia de partículas PM₁₀ en la atmósfera provoca graves daños en la salud de los seres vivos. Estas particular son aquellas que tienen un diámetro entre 2.5 y 10 micrómetros; son muy peligrosas porque al ser inhaladas quedan adheridas a las paredes del sistema respiratorio, debido a estos efectos perjudiciales se limita su emisión a 50 microgramos por metro cúbico cada 24 horas.

Por último, hacer hincapié en que la preocupación por el medio ambiente ha aumentado de forma considerable en los últimos años. Actualmente, existen un gran número de normativas, directivas y leyes, tanto a nivel nacional como a europeo, que limitan y regulan las emisiones de gases contaminantes.

12. ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio económico realizado comprende en exclusiva los costes relacionados con el sistema de almacenamiento y el ahorro en combustible provocado por la presencia del mismo. Relacionando ambos procesos de cálculo se obtiene el tiempo que se tarda en amortizar el

sistema de almacenamiento de la central termosolar considerando el ahorro en combustible fósil. Como nota aclaratoria, mencionar que los cálculos realizados para convertir los costes en dólares americanos a euros, se ha llevado a cabo con el valor de ambas monedas a fecha: agosto de 2014 (1 dólar equivale a 0,7456 euros).

Para comenzar con el estudio económico, se procede a evaluar los costes correspondientes al sistema de almacenamiento de la central termosolar proyectada. Se tendrá en cuenta el coste de los tanques de almacenamiento de sales solares, la obra civil correspondiente a la construcción de los mismos, las sales solares acumuladas en el tanque, el intercambiado de calor sal solar-agua y, además, se incluye un porcentaje extra del 15% del coste de todos los equipos anteriormente citados. Con este porcentaje se pretende evaluar costes relacionados con sistemas de seguridad, tuberías, grupos de bombeo, mano de obra, etc.

- Tanques de almacenamiento

El coste de los tanques de almacenamiento incluye tanto el tanque caliente como el tanque frío. Como se vio en apartados anteriores, el tamaño de los tanques variaba dependiendo de la potencia eléctrica instalada en la central termosolar. Aquellos casos capaces de acumular energía para más horas de funcionamiento requieren una mayor inversión debido al aumento del tamaño de los tanques. En la siguiente tabla se muestra una estimación de la inversión necesaria para cada potencia:

Concepto-Tanques de almacenamiento			
CASOS	Horas de almacenamiento	Coste (\$)	Coste (€)
Caso 1	13	10000000	7456300
Caso 2	12	9275000	6915718
Caso 3	8	6100000	4548343
Caso 4	3	2405000	1793240
Caso 5	1	838000	624838

Tabla 33: Coste tanques de almacenamiento. Tabla de elaboración propia, datos [44]

- Obra civil

El desembolso económico requerido para llevar a cabo la obra civil necesaria para la construcción de los tanques de almacenamiento, se ha estimado en un 25% del coste total de dichos tanques. Los resultados para cada caso estudiado son:

Concepto-Obra civil	
CASOS	Coste (€)
Caso 1	1864075
Caso 2	1728930
Caso 3	1137086
Caso 4	448310
Caso 5	156209

Tabla 34: Coste obra civil. Tabla de elaboración propia, datos [55]

- Sales solares

Como se expuso en apartados anteriores, la sal solar empleada en este proyecto se denomina Solar Salt. Los estudios realizados sobre el conjunto de las sales solares comercializadas, fijan el precio entre 0.40 y 0.90 dólares por kilogramo. Por ello, para este estudio se ha elegido el dato más conservador, es decir, 0.90 dólares por kilogramo. Con todo ello, la cuantía económica en cada caso asciende a:

Concepto-Sales solares				
CASOS	Cantidad (kg)	Precio (\$/kg)	Coste (\$)	Coste (€)
Caso 1	6632000	0,90	5968800	4450516
Caso 2	5294800	0,90	4765320	3553166
Caso 3	4785300	0,90	4306770	3211257
Caso 4	3140300	0,90	2826270	2107352
Caso 5	1711100	0,90	1539990	1148263

Tabla 35: Coste sales solares. Tabla de elaboración propia, datos [44]

- Intercambiador de calor sal solar-agua

El coste del intercambiador de calor se ha incluido en los costes derivados del sistema de almacenamiento, porque está directamente relacionado con la transmisión de energía calorífica desde las sales solares. No obstante, aclarar que aunque no existiera ningún sistema para el almacenamiento de energía, este equipo seguiría siendo necesario para el funcionamiento de la central. Como se comprueba en la siguiente tabla, el coste entre unos casos y otros varía debido al tamaño del intercambiador de calor necesario:

Concepto-Intercambiador de calor	
CASOS	Coste (€)
Caso 1	5946399
Caso 2	5472924
Caso 3	3842231
Caso 4	3131646
Caso 5	3131646

Tabla 36: Coste intercambiador de calor. Tabla de elaboración propia, datos [44]

Para culminar esta parte del estudio, se incorpora una tabla a modo de resumen con el coste total del sistema de almacenamiento para cada caso estudiado:

Coste total del sistema de almacenamiento					
Concepto	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Tanques de almacenamiento	7456300	6915718	4548343	1793240	624838
Obra civil	1864075	1728930	1137086	448310	156209
Sales solares	4450516	3553166	3211257	2107352	1148263
Intercambiador de calor	5946399	5472924	3842231	3131646	3131646
Otros costes	2957594	2650611	1910838	1122082	759143
TOTAL	22674884	20321348	14649755	8602630	5820100

Tabla 37: Coste total del sistema de almacenamiento. Tabla de elaboración propia.

Tal y como se evidencia en los resultados obtenidos, la relación entre el número de horas de almacenamiento y la inversión requerida por el sistema de almacenamiento es proporcional, es decir, un mayor número de horas de almacenamiento requiere una mayor inversión.

Continuando con el estudio económico, los siguientes cálculos se realizan para conseguir cuantificar el ahorro de combustible fósil que produciría la puesta en funcionamiento de la central termosolar. La base de cálculo utilizada será un día con condiciones óptimas de operación. El proceso de cálculo es el siguiente:

Los primeros datos a conocer serán la cantidad de energía que se genera gracias a la utilización del sistema de almacenamiento.

Energía generada con almacenamiento			
CASOS	Potencia (MWe)	Horas de almacenamiento	Total energía (MWh)
Caso 1	18,568	13	241
Caso 2	20,350	12	244
Caso 3	26,400	8	211
Caso 4	34,672	3	104
Caso 5	46,750	1	47

Tabla 38: Energía generada con almacenamiento. Tabla de elaboración propia.

Una vez se conoce la energía eléctrica que se genera en cada caso, es necesaria cuantificar cuanto energía en forma de calor tendría que introducirse en los grupos diesel actuales. Los rendimientos de los motores diesel empleados para la generación de electricidad toman valores próximos al 35%, motivo por el cual la energía térmica introducida en un motor diesel es mayor que la energía final generada.

Casos a estudiar	Sustituye	Potencia térmica grupo diesel (MWt)	Horas de funcionamiento	Energía térmica ahorrada (MWh)
Caso 1	Diesel 1, Diesel 3 y Diesel 4	47,41	13	616,33
Caso 2	Diesel 7	45,83	12	549,96
Caso 3	Diesel 6	54,95	8	439,6
Caso 4	Diesel 6 y Diesel 5	76,18	3	228,54
Caso 5	Diesel 6 y Diesel 7	100,78	1	100,78

Tabla 39: Energía térmica ahorrada. Tabla de elaboración propia, datos [57]

En este punto, se debe dividir la energía térmica que se ahorraría, al evitar la combustión del combustible, entre el valor del poder calorífico inferior mostrado en la tabla *Especificaciones del Fuelóleo Nº1 BIA* del apartado *Estudio medioambiental*. Al relacionar estos datos, se obtiene la cantidad de combustible ahorrada gracias al sistema de almacenamiento durante un día. Asimismo, si se fija el precio del combustible en 555.45 euros por tonelada (se ha elegido este valor en base a los proporcionados para las Islas Canarias en la Resolución del 4 de

diciembre de 2012 publicada en el Boletín Oficial del Estado del miércoles 19 de diciembre de 2012), se consigue calcular una estimación del dinero que se ahorraría en combustible por cada día. En la siguiente tabla aparecen recogidos ambos resultados:

CASOS	Cantidad combustible ahorrada (kg)	Dinero ahorrado en combustible (€)
Caso 1	55207,46	30664,99
Caso 2	49262,40	27362,80
Caso 3	39376,96	21871,93
Caso 4	20471,36	11370,82
Caso 5	9027,32	5014,23

Tabla 40: Ahorro de combustible. Tabla de elaboración propia.

Para concluir el proceso de cálculo, se realiza una estimación del tiempo que se tardía en recuperar la inversión realizada en el sistema de almacenamiento. Como ya se comentó anteriormente, los cálculos están efectuados para un día de condiciones óptimas, por lo que el resultado del tiempo de amortización correspondería a número de días con condiciones óptimas de operación.

CASOS	Período de amortización		
	Coste total del sist. almacenamiento (€)	Dinero ahorrado en combustible (€)	Tiempo de amortización (días)
Caso 1	22674884,183	30664,986	739,439
Caso 2	20321348,000	27362,802	742,663
Caso 3	14649754,613	21871,932	669,797
Caso 4	8602630,071	11370,817	756,553
Caso 5	5820099,594	5014,225	1160,718

Tabla 41: Período de amortización del sistema de almacenamiento. Tabla de elaboración propia.

A la vista de los resultados del estudio económico, se puede afirmar que el coste asociado a un mayor número de horas de almacenaje se compensa con el ahorro en combustible. Un ejemplo de esta afirmación se encuentra al fijar la atención sobre el caso 1, ya que debido a su gran tamaño contaba con el mayor coste total (22674884 euros) y, a la vez, es el segundo caso en que el más rápido se recupera la inversión realizada en el sistema de almacenamiento.

13. CONCLUSIONES

La primera de las conclusiones, que se extraer tras la realización del trabajo, se centra en el gran potencial de desarrollo que tendrá la energía solar en los próximos años, ya que está considerada como una fuente de energía inagotable.

De entre todos los países, España debería apostar de forma firme por este tipo de energía solar, debido a que gasta grandes cantidades de dinero en combustibles fósiles teniendo

condiciones casi inmejorables de radiación solar en muchas partes de su territorio. La principal barrera, que encuentra la implantación de nuevas centrales solar, es la situación actual de crisis económica al dificultar la búsqueda de inversores interesados en nuevas tecnologías. Además, en el sistema eléctrico español las modificaciones realizadas en las retribuciones por la energía eléctrica generada, ha disminuido en gran medida la rentabilidad económica de todas las energías renovables, incluida, la solar.

Desde el punto de vista medioambiental, la principal conclusión sitúa el foco de atención sobre las emisiones de gases contaminantes reducidas gracias a la implantación de la tecnología termosolar. Por ejemplo, el estudio realizado en este trabajo cuantifica la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en valores del orden de miles de kilogramos al día.

La siguiente conclusión apunta al límite de potencia que presentan las centrales termosolares de receptor central. Esta situación es consecuencia directa de la limitación en el número máximo de heliostatos aplicables a una misma torre, por culpa de que las pérdidas ópticas aumentan con el tamaño del campo solar hasta el punto que no interesa la instalación. A propósito de la potencia generada, cabe destacar que la mayoría de centrales termosolares de receptor central, explotadas de forma comercial, utilizan en el bloque de potencia un ciclo termodinámico tipo Rankine. Respecto a la estabilidad y flexibilidad en el suministro de energía, interesan más las instalaciones con potencias hasta 26 megavatios, puesto que sin haber grandes diferencias en la cantidad de energía generada, sí se observa una mejora del funcionamiento cuando las condiciones meteorológicas no son las óptimas. La afirmación anterior será correcta cuando la central cuente con un sistema de almacenamiento de energía adecuado.

En lo referente a los resultados numéricos obtenidos con la realización del proyecto, se pueden extraer las siguientes conclusiones. Por un lado, destaca la ubicación elegida para las centrales termosolares de receptor central como un parámetro fundamental que dictamina variables tales como la cantidad de energía generada, la potencia producida y la eficiencia de la planta. Por otra parte, resaltar la importancia de las condiciones meteorológicas en el funcionamiento de este tipo de centrales, puesto que variables como la energía generada o las horas de funcionamiento varían de forma significativa bajo distintas condiciones.

Esta última conclusión ha sido extraída de la comparación de la energía total generada bajo distintos valores de radiación solar directa, por ejemplo, los días nublados reducen las horas de funcionamiento a lo largo de un día hasta en un 66% respecto a un día con condiciones óptimas de radiación solar. Este efecto no es aún mayor gracias a la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía de gran tamaño.

Las conclusiones relativas al sistema de almacenamiento se centran en las características del mismo. En primer lugar, mencionar que las sales solares fundidas has demostrado ser un fluido con buenas condiciones para el almacenamiento de grandes cantidades de energía térmica. Además, el conjunto del sistema de almacenamiento de dos tanques se puede considerar prácticamente adiabático debido a los buenos materiales aislantes existentes. El tamaño de los tanques, necesarios para este tipo de almacenamiento, toma valores próximos a los 15 metros de altura y 15 metros de diámetro, por lo que su construcción requiere de una fuerte



inversión. No obstante, el coste del sistema de almacenamiento se ve compensado económicamente con la cantidad de energía generada gracias al mismo y a la mejora en la cantidad de horas de funcionamiento. La incorporación del almacenamiento en dos tanques de sales solares fundidas permite no solo mejorar la estabilidad y flexibilidad del suministro de energía, sino que también posibilita trabajar 24 horas al día con condiciones óptimas de radiación hasta un determinado nivel de potencia eléctrica producida.

Respecto a los desarrollos futuros aplicados a las centrales termosolar, se considera necesario continuar con la investigación y los ensayos experimentales para conseguir una mejora en todos los equipos que forman parte de este tipo de centrales. De lo contrario, esta tecnología nunca llegará a ser una opción competitiva frente a las fuentes de energía convencionales dado su alto coste actual. A la vista del trabajo realizado, las principales investigaciones se deben centrar en:

- La búsqueda de materiales que permitan trabajar a mayores temperaturas y con mayores valores de eficiencia.
- Mejorar los sistemas de predicción de la climatología con el fin de eliminar la incertidumbre asociada a la cantidad de radiación solar disponible.
- Los sistemas de seguimiento solar que permitan concentrar la radiación solar directa con menores pérdidas de energía.
- Aumentar los rendimientos energéticos de los equipos térmicos, mecánicos e hidráulicos de las centrales, con el objetivo de aumentar la eficiencia global de la planta. Asimismo, será necesario que la centrales permiten generar valores mayores de potencia eléctrica
- Reducir la alta inversión inicial necesaria para la construcción y puesta en marcha de estas instalaciones.



14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Barrero, F. “Sistemas de energía eléctrica. Generalidades”. *Sistemas de energía eléctrica*, pp. 1-32. Thomson: Madrid, 2004.
- [2] Orille Fernández, A.L. *Centrales eléctricas I*. Edicions Universitat Politècnica de Catalunya: Barcelona, 1997.
- [3] Internacional Energy Agency, <http://www.iea.org> [Última visita]
- [4] Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es> [Última visita]
- [5] Red Eléctrica de España. *Informe: El sistema eléctrico español*. Madrid, 2013. Disponible en: <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013> [Última visita]
- [6] Red Eléctrica de España. *Sistema eléctrico canario*. Las Palmas de Gran Canaria y San Cristobal de la Laguna: 2012. Disponible en: http://www.ree.es/sites/default/files/diptico_canarias.pdf [Última visita]
- [7] Asociación Española de la Industria Eléctrica, UNESA, <http://www.unesa.es> [Última visita]
- [8] Comisión Nacional de la Energía,
http://www.cne.es/cne/doc/mer_ener/cuadrosistema2.pdf [Última vistia]
- [9] Red Eléctrica de España,
http://www.ree.es/transporte/pdf/mapa_transporte_peninsular_2009_v2.pdf [Última visita]
- [10] Red Eléctrica de España,
http://www.ree.es/transporte/pdf/mapa_centrales_peninsular_2009_v2.pdf [Última visita]
- [11] Sabugal García, S. y Gómez Moñux, F. *Centrales térmicas de ciclo combinado. Teoría y Proyecto*. Díaz de Santos: España, 2006.
- [12] Haywood, R. W. *Ciclos termodinámicos de potencia y refrigeración*. Limusa Noriega Editores: México D.F., 1999.
- [13] Fernández Salgado, J. M. *Compendio de energía solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica*. AMV Ediciones Mundi-Prensa: Madrid, 2008.
- [14] Energía eólica y Aerogeneradores, http://3.bp.blogspot.com/-QSdXG2gHj1Q/TyBYcz5d5I/AAAAAAAAAB_g/gXnLLyDXZs/s1600/mapa-energia-solar.jpg [Última visita]
- [15] El efecto invernadero, http://exterior.pntic.mec.es/pvec0002/e_invernadero.htm [Última visita]
- [16] Wikipedia: la enciclopedia libre, http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar [Última visita]



- [17] Izquierdo Millán, M. *Apunte de asignatura Energías Renovables*. Curso 2013/2014
- [18] Energía solar Niche, <http://solete.nichese.com/altura.html> [Última visita]
- [19] Universidad Nacional de Ingeniería, <http://fc.uni.edu.pe/mhorn/IF442%20clase2.htm> [Última visita]
- [20] Duffie, J.A. y Beckman, W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley Interscience Publication: New York, 1991.
- [21] Energías renovables y Eficiencia energética para su casa, http://renov-arte.es/images/generales/Mapa_radiacion_solar_CTE.jpg
- [22] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En el Boletín Oficial del Estado de 26 de mayo de 2007, número 126, pp. 22846-22886. Disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf> [Última visita]
- [23] Fundación de la energía de la Comunidad de Madrid. *Guía técnica de la energía solar termoeléctrica*. Madridsolar: Madrid, 2012.
- [24] Asociación Española de Industria Solar Termoeléctrica, PROTERMOSOLAR. <http://www.protermosolar.com/> [Última visita]
- [25] The morning starg 2, <https://themorningstarg2.files.wordpress.com/2012/03/cilindro-parabolico12.jpg> [Última visita]
- [26] Recharge News, <http://www.rechargenews.com/solar/article1297146.ece> [Última visita]
- [27] Plataforma Solar de Almería, PSA, <http://www.psa.es/webesp/instalaciones/discos.php> [Última visita]
- [28] Abengoa, <http://www.abengoa.es> [Última visita]
- [29] Burgaleta, J.I. *Proyecto Gemasolar*. Torresol Energy: Madrid, 2013. Disponible en: http://www.erna.euiti.upm.es/.../3_Proyecto_GEMASOLAR_J_I_Burgaleta_T... [Última visita]
- [30] Desertec-UK, <http://www.trec-uk.org.uk/resources/pictures/stills3.html> [Última visita]
- [31] Ison21, <http://www.ison21.es/2009/05/21/la-solucion-esta-en-la-sal/> [Última visita]
- [32] Abengoa Solar, <http://www.abengoasolar.com/> [Última visita]
- [33] Abengoa Solar, http://www.abengoasolar.com/web/es/nuestras_plantas/plantas_en_operacion/espana/PS10_la_primera_torre_comercial_del_mundo.html [Última visita]
- [34] ADRformación, <http://www.adrformacion.com/cursos/solarter/leccion1/tutorial5.html> [Última visita]



- [35] Abengoa Solar,
http://www.abengoasolar.com/web/es/nuestras_plantas/plantas_en_operacion/espana/PS20_la_mayor_torre_comercial_del_mundo.html [Última visita]
- [36] Plataforma Solar de Almería, PSA,
<http://www.psa.es/webesp/areas/ussc/grupoalta/solartres.php>
- [37] European Solar Thermal Electricity Association, Estela Solar,
<http://www.estelasolar.eu/index.php?id=110> [Última visita]
- [38] European Solar Thermal Electricity Association, Estela Solar,
<http://www.estelasolar.eu/index.php?id=45> [Última visita]
- [39] European Solar Thermal Electricity Association, Estela Solar,
<http://www.estelasolar.eu/index.php?id=29> [Última visita]
- [40] Torresol Energy. *Ficha planta Gemasolar*. Disponible en:
http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4cb709508888d/Ficha_PLANTAGEMASOLAR.pdf [Última visita]
- [41] Torresol Energy, <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es> [Última visita]
- [42] Gil, A., Medrano, M., Martorell, I., Lázaro, A., Dolado, P., Zalba, B. y Cabeza, L. F. *State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 1- Concepts, materials and modellization*. Renewable and Sustainable Energy Reviews: Lleida y Zaragoza, 2010.
- [43] Medrano, M., Gil, A., Martorell, I., Potau, X. y Cabeza, L. F. *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 2- Case studies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews: Lleida, 2010.
- [44] Hermman, U., Kelly, B. y Price, H. *Two tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants*. Energy 29: Köln, San Francisco y Golden, 2004.
- [45] Surface meteorology and Solar Energy-NASA.
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/> [Última visita]
- [46] Resolución aai 387/2009, de 2 de noviembre, por la que se otorga autorización ambiental integrada al proyecto denominado Central Diesel Salinas, que comprende los grupos 1 a 9 y turbinas de gas 1,2 y móvil, así como su correspondiente equipo auxiliar. Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial, Gobierno de Canarias. Disponible en: www.prtr-es.es/informes/download.aspx?Document_id=2842/1797 [Última visita]
- [47] Red Eléctrica de España, <https://demanda.ree.es/visionaCan/VisionaFuerteventura.html#> [Última visita]
- [48] Zavoico, A. B. *Design Basis Document*. Solar Power Tower: San Francisco, 2011.



- [49] Agencia Estatal de Meteorología, AEMET, <http://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion/radiacion/radiacion?l=maspalomas> [Última visita]
- [50] “Factor de sombras y bloqueos para la optimización de un campo de heliostatos de una central termosolar tipo torre” elaborado por Purificación Barroso
- [51] Universidad de Valladolid, Dpto. Ingeniería energética y fluidomecánica. “Cálculo relativo a la combustión” *Tecnología de la combustión*. Disponible en: https://www5.uva.es/guia_docente/uploads/2011/375/51405/1/Documento1.pdf [Última visita]
- [52] Registro estatal de emisiones y fuentes contaminantes, Ministerio de agricultura, alimentación y medioambiente, http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=1797 [Última visita]
- [53] Cepsa, https://www.cepasa.com/stfls/CepsaCom/Admin_WebMaster/Contenidos_comunes/Ficheros/FICHA%20TECNICA%20FUEL%20N%C2%BA1%20BIA.pdf [Última visita]
- [54] Repsol, http://www.repsol.com/imagenes/es_es/Fuel%20%20BIA_758_tcm7-45452.PDF
- [55] PFC- planta termosolar de receptor central
- [56] Index Mundi, <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=fueloil&moneda=eur> [Última visita]
- [57] Resolución 4/2014 de 8 de enero, por la que se actualiza la autorización ambiental integrada de la instalación denominada “Central Diesel las Salinas”. Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad, Viceconsejería de Medio Ambiente, Gobierno de Canarias. Disponible en: www.prtr-es.es/informes/download.aspx?Document_id=14584/1797 [Última visita]
- [58] Resolución de 4 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En el Boletín Oficial del Estado de 19 de diciembre de 2012, número 304, pp. 86268-86273. Disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2012/12/19/pdfs/BOE-A-2012-15330.pdf> [Última visita]